

Documento de Trabajo N° 85

**La Reforma del Sector Eléctrico en
Colombia: Breve Análisis y Crítica
Constructiva**

Santiago Urbiztondo y Juan Manuel Rojas *



Fundación de
I nvestigaciones
Económicas
Latinoamericanas

Buenos Aires, octubre de 2005

** Urbiztondo es Director del Departamento de Estudios Regulatorios de FIEL, y Rojas es Consultor Independiente. Este documento contiene una síntesis selectiva de Urbiztondo, S. y J. M. Rojas: "Al rescate de la reforma eléctrica de 1994: Estudio Sectorial sobre el Sector Eléctrico de Colombia", trabajo elaborado para FEDESARROLLO (Fundación para la Educación Superior y el Desarrollo, Colombia) durante el año 2004. Los autores agradecen los comentarios recibidos en un Seminario llevado a cabo en Bogotá (Julio, 2004), donde se presentó un avance de la investigación.*

QUÉ ES FIEL?

La Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas, FIEL, es un organismo de investigación privado, independiente, apolítico y sin fines de lucro, dedicado al análisis de los problemas económicos de la Argentina y América Latina.

Fue fundada en 1964 por las organizaciones empresarias más importantes y representativas de la Argentina, a saber: la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, la Cámara Argentina de Comercio, la Sociedad Rural Argentina y la Unión Industrial Argentina.

FIEL concentra sus estudios en la realización de investigaciones en economía aplicada, basadas en muchos casos en el procesamiento de la estadística económica que elabora directamente la institución.

Estas investigaciones abarcan áreas diversas, tales como economía internacional, mercado de trabajo, crecimiento económico, organización industrial, mercados agropecuarios, economía del sector público, mercados financieros. En los últimos años la Fundación ha concentrado sus esfuerzos en diversas líneas de investigación relacionadas con el sector público y su intervención en la economía, trabajos que han hecho de FIEL la institución local con mayor experiencia en este área. Dentro de esta temática, ocupa un lugar destacado el estudio y la propuesta de soluciones económicas para los problemas sociales (educación, salud, pobreza, justicia, previsión social). Recientemente se han incorporado nuevas áreas de investigación, tales como economía de la energía, medioambiente, economía del transporte y descentralización fiscal.

El espíritu crítico, la independencia y el trabajo reflexivo son los atributos principales de las actividades de investigación de FIEL.

Por la tarea desarrollada en sus años de existencia, FIEL ha recibido la "Mención de Honor" otorgada a las mejores figuras en la historia de las Instituciones-Comunidad-Empresas Argentinas, y el premio "Konex de Platino" como máximo exponente en la historia de las "Fundaciones Educativas y de Investigación" otorgado por la Fundación Konex.

La dirección de FIEL es ejercida por un Consejo Directivo compuesto por los presidentes de las entidades fundadoras y otros dirigentes empresarios. Dicho órgano es asistido en la definición de los programas anuales de trabajo por un Consejo Consultivo integrado por miembros representativos de los diferentes sectores de la actividad económica del país, que aportan a FIEL los principales requerimientos de investigación desde el punto de vista de la actividad empresarial. Un Consejo Académico asesora en materia de programas de investigación de mediano y largo plazo. Los estudios y las investigaciones son llevados a cabo por el Cuerpo Técnico, cuya dirección está a cargo de tres economistas jefes, secundados por un equipo de investigadores permanentes y especialistas contratados para estudios específicos.

AV. CORDOBA 637-4° PISO- (C1054AAF) BUENOS AIRES-ARGENTINA

TEL. (5411) 4314-1990-FAX (5411) 4314-8648

postmaster@fiel.org.ar

www.fiel.org

Presidente Honorario: Arnaldo T. Musich

CONSEJO DIRECTIVO

Presidente : Dr. Juan P. Munro
Vicepresidentes : Ing. Víctor L. Savanti
Ing. Juan C. Masjoan
Sr. Luis Mario Castro
Secretario : Ing. Franco Livini
Prosecretario : Sr. Marcelo Lema
Tesorero : Dr. Mario E. Vázquez
Protesorero : Ing. Manuel Sacerdote

Vocales: Guillermo E. Alchourón, Alberto Alvarez Gaiani, Juan Aranguren, Juan Bruchou, José M. Dagnino Pastore, Carlos de la Vega (Presidente de la Cámara Argentina de Comercio), Adelmo Gabbi (Presidente de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires), José M Gogna, Alberto L. Grimoldi, Silvio Machiavello, Héctor Marsili, Francisco Mezzadri, Luciano Miguens (Presidente de la Sociedad Rural Argentina), Raúl Padilla, Aldo B. Roggio, Mariano Rossi, Santiago Soldati, Esteban Tackacs, Juan Pedro Thibaud, Amadeo Vázquez, Oscar Vicente, Federico Zorraquín.

CONSEJO CONSULTIVO

Cristian Beyer, Martín J. Blaquier, Alejandro Bulgheroni, José Gerardo Cartellone, Enrique Cristofani, Horacio De Lorenzi, Martín Del Nido, Jorge Ferioli, Rodolfo Ferro, Martín Fornara, Amalia Lacroze de Fortabat, Juan Larrañaga, Pablo de Lazari, Eric Legros, Eduardo Mignaqui, Paolo Picchi, Francisco Ponasso, Pedro Sáenz de Santa María Elizalde, Rubén Teres, Horacio Turri, Bernardo J. Velar de Irigoyen, Gonzalo Verdomar Weiss.

CONSEJO ACADEMICO

Miguel Kiguel, Manuel Solanet, Mario Teijeiro.

CUERPO TECNICO

Economistas Jefe: Daniel Artana, Juan Luis Bour, Fernando Navajas (Director)
Economistas Asociados: Sebastián Auguste, Walter Cont, Santiago Urbiztondo
Economistas Senior: Marcela Cristini, Mónica Panadeiros, Abel Viglione.
Economistas: Cynthia Moskovits, Ramiro A. Moya, Nuria Susmel.
Economistas Junior: Jorge Albanesi, Guillermo Bermúdez.
Investigadores Visitantes: Enrique Bour, María Echart, Alfonso Martínez.
Asistentes de Estadísticas: I. Aldasoro, F. Ares, M. P. Cacault, M. Cotlar, V. Djmal, M. Finn, D. Focanti.

Entidad independiente, apolítica sin fines de lucro, consagrada al análisis de los problemas económicos y latinoamericanos. Fue creada el 7 de febrero de 1964. -FIEL, está asociada al IFO Institut Für Wirtschaftsforschung München e integra la red de institutos corresponsales del CINDE, Centro Internacional para el Desarrollo Económico. Constituye además la secretaria permanente de la Asociación Argentina de Economía Política.

INDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	2
2. LOS RESULTADOS DE LA REFORMA.....	4
2.1. ESTRUCTURA DEL MERCADO.....	4
2.2. PRECIOS Y COMPETENCIA.....	6
2.3. CALIDAD Y COBERTURA.....	9
2.4. INVERSIÓN Y PARTICIPACIÓN PRIVADA.....	10
2.5. PARTICIPACIÓN DEL ESTADO EN LA PROVISIÓN Y FINANCIAMIENTO DEL SECTOR.....	12
2.6. SEPARACIÓN DE ROLES: ESTADO EMPRESARIO, FIJADOR DE POLÍTICAS Y REGULADOR.....	13
2.7. APROVECHAMIENTO DE LAS FUERZAS DE MERCADO COMO INSTRUMENTO REGULADOR.....	16
3. CONCLUSIÓN FINAL	19

Esta investigación es parte del Programa de Estudios de FIEL, aprobado por su Consejo Directivo, aunque no refleja necesariamente la opinión individual de sus miembros ni de las Entidades Fundadoras o Empresas Patrocinantes.

Abstract

This paper briefly reviews some key performance indicators of the Colombian electricity sector, ten years after its 1994 reform. It contains information about the evolution of prices, coverage and investment, but more generally it is directed to interpret the extent to which the reform was implemented regarding privatization, clear division of design-regulation-control-provision responsibilities, competition and liberalization. While the 1994 reform clearly shows positive results on various dimensions, we point out that the reform is still half-way regarding the implementation of its basic assumptions or definitions, feeding-back higher demands for direct regulation and less competition, putting thus in danger further advancement of the principles that originally guided the reform.

JEL classification: L94, L98

1. INTRODUCCIÓN

A principios de la década del 90 la prestación del servicio de electricidad en Colombia, estaba básicamente en manos del Estado, por medio de 30 empresas estatales de orden nacional, regional, departamental y municipal, en su mayoría integradas verticalmente desde la generación hasta la comercialización. Las políticas sectoriales en la práctica eran definidas por las empresas más importantes del país, todas ellas accionistas de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA).¹

Con la nueva Constitución Política del año 1991, que coincidió con el prolongado racionamiento de energía que experimentó el país durante el bienio 1991-1992, se adoptó un nuevo modelo de desarrollo económico que, entre otros aspectos relevantes, abrió el sector de servicios públicos domiciliarios a la inversión privada, estableciéndose como principios básicos la libre entrada e introducción de competencia donde fuera posible.

Luego de reglamentaciones parciales respecto del ingreso de inversores privados en el negocio de generación eléctrica en el año 1992, definiendo con mayor precisión la separación de poderes y funciones públicas en materia de política, regulación, control y vigilancia, propiedad y administración de empresas, en julio de 1994 el Congreso de la República aprobó un nuevo marco legal para el sector eléctrico mediante dos leyes: La Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142 de 1994) y la Ley Eléctrica (Ley 143 de 1994).

La Ley 142 estableció los criterios generales y las políticas que rigen la prestación de los servicios públicos en todo el país, definiendo como funciones primordiales del Estado el ejercicio de la regulación y la vigilancia y control. Con este fin se crearon un organismo regulador –la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)– y un organismo de control –la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD)–.

La Ley 143 reafirmó la posibilidad de participación privada en los negocios eléctricos, creando un mercado mayorista de la electricidad y definiendo los procedimientos y mecanismos para regular las actividades del sector. La industria eléctrica se dividió en cuatro actividades (generación, transmisión, distribución y comercialización), quedando cada una de ellas bajo una regulación específica. Los segmentos de generación y comercialización se definieron como competitivos (o potencialmente competitivos), mientras que las actividades de transmisión y distribución quedaron definidas como monopolios sujetos a regulación. Se estableció como regla general la introducción de competencia donde fuera posible y la regulación de las actividades monopolísticas.

¹ El objeto social de ISA se centraba en la expansión de la capacidad de generación y la interconexión de los sistemas regionales de subtransmisión y las redes de los sistemas locales de distribución. ISA ejerció el planeamiento centralizado de todo el Sistema Interconectado Nacional durante cerca de 25 años. Asimismo, el mercado eléctrico era administrado de hecho por la Junta Directiva de ISA y sólo se efectuaban intercambios de energía en bloque entre las empresas socias. Dos de ellas, ICEL y Corelca, intermediaban a su vez los requerimientos de suministro de sus empresas filiales (Electrificadoras Departamentales). En el orden municipal se destacaban la Empresa de Energía de Bogotá (EEB), las Empresas Públicas de Medellín (EPPM) y las Empresas Municipales de Cali (EMCALI).

Los resultados de la reforma al presente son en general positivos pero guardan alguna ambigüedad bajo la cual se pueden gestar medidas de reversión más o menos silenciosas o disimuladas, arriesgando así el cumplimiento de profecías auto-cumplidas: se teme el cese de inversiones privadas, en consecuencia se anuncian inversiones públicas y otras restricciones a las señales de mercado, y por ende finalmente no aparecen las inversiones privadas. Si bien algunos de los factores que han limitado los resultados alcanzados a partir de la reforma son externos al sector eléctrico (fundamentalmente el nivel de actividad y el problema de seguridad pública por los ataques terroristas que afectan la integración física de la red de transmisión eléctrica a nivel nacional), otros son producto de las propias características de la reforma colombiana.

El objetivo central en este documento es evaluar los aspectos y resultados centrales de la reforma eléctrica en Colombia, entendiendo que tal diagnóstico es el punto de partida necesario para avanzar hacia una organización sectorial más práctica y útil, adoptando los cambios institucionales y regulatorios que sean necesarios a tal fin.

Este estudio está dividido en tres secciones distintas. Además de esta introducción, en la segunda sección se presenta una evaluación del cumplimiento de las metas propuestas con la reforma desde el punto de vista fiscal, tarifario, de calidad, cobertura, inversiones, precios y competencia, y en relación con el rol del Estado en su papel como empresario, fijador de políticas y regulador. En la tercera y última sección se presentan las conclusiones y recomendaciones centrales emergentes.

2. LOS RESULTADOS DE LA REFORMA

La reforma del sector eléctrico colombiano ha cumplido muchas de las expectativas que se crearon con su adopción. Por un lado, la carga fiscal para el Gobierno Nacional se ha reducido así como también lo hizo la deuda pública a cargo del sector. Por otro lado, se produjo un gran progreso en términos de transparencia tarifaria, en un contexto de costos unitarios convergentes entre distintas empresas. Asimismo, el cambio en la composición del parque de generación –reduciéndose la relación hidrotérmica desde 78/22 en 1994 al 66/34 en 2003– ha hecho al país menos vulnerable frente a las hidrologías secas asociadas con la presencia del Fenómeno de El Niño / Oscilación Sur, manteniendo un ritmo de expansión de la capacidad de generación adecuado y superior al crecimiento de la demanda de potencia estimada.

Sin embargo, limitaciones técnicas e institucionales, así como dificultades políticas y económicas, han impedido que varias de las expectativas y/o supuestos implícitos se hayan logrado. La participación del sector privado en generación perdió dinamismo después de un inicio promisorio con la venta temprana de los activos de generación del gobierno central. Las privatizaciones de ISAGEN y de CORELCA se estancaron y las empresas estatales de distribución sostienen niveles altos de pérdidas y costos laborales elevados. El Gobierno fracasó en sus intentos de operar con criterio empresarial las empresas distribuidoras en las cuales continuó siendo accionista mayoritario, y las empresas municipales (salvo EEPPM) corrieron una suerte negativa similar. La estrategia de intervención de empresas insolventes probó no ser efectiva, prolongó la agonía de las intervenidas y dificultó la posterior gestión de aquellas que fueron privatizadas. Las instituciones reguladoras son débiles, políticamente dominadas, con tareas y funciones mal definidas y hasta contradictorias, impidiendo un desarrollo balanceado de la regulación. El Mercado Mayorista de Electricidad (MME) ha tenido dificultades para lograr aliviar las fluctuaciones de precios, en parte atribuibles al poder de mercado de corto plazo de algunos generadores en momentos de escasez del recurso hidráulico. En materia fiscal, si bien la dependencia del presupuesto nacional ha disminuido, el rol del Estado empresario sigue pesando en las cuentas fiscales.

Vale decir, los resultados de la reforma colombiana son mixtos, y ello se explica fundamentalmente porque la misma se encuentra a “mitad de camino.” Veamos porqué.

2.1. Estructura del mercado

A partir del año 1994 la organización del mercado eléctrico colombiano se modificó sustancialmente, pasando desde un esquema de provisión pública a otro donde predomina la inversión privada, distinguiendo entre segmentos potencialmente competitivos (generación y comercialización) y monopólicos (transporte y distribución), y creándose instituciones regulatorias que tomarían cuenta de estos últimos.

La estructura de mercado luego de esta reforma, sin embargo, no cambió tan radicalmente como podría suponerse a partir de las nítidas definiciones anteriores en materia de competencia y regulación.

En particular, la participación de empresas del Estado Nacional se mantuvo en niveles elevados en los distintos segmentos del mercado (entre 31% y 34% en generación, entre 68% y 85% en transmisión, entre 17% y 26% en distribución, y entre 21% y 26% en comercialización),² verificándose un elevado grado de integración vertical entre segmentos naturalmente monopólicos y potencialmente competitivos.³

Esta situación se visualiza en los dos cuadros a continuación. En el Cuadro 1 se nota que el proceso de privatización reconoce dos fases muy diferenciadas –una primera muy dinámica entre 1996 y 1998, donde ingresaron cerca de US\$ 5.200 millones–, y una segunda fase desde entonces más traumática por el fracaso repetido de distintos procesos de privatización.⁴

**Cuadro 1:
Privatizaciones en el sector eléctrico, Colombia, 1996-2003**

Año	Proceso	Precio Base US\$ Millones	Total Venta US\$ Millones
1996	Betania	360	502
	Chivor	600	641
	Tasajero	30	18
	Cartagena	15	16
Total 1996		1005	1177
1997	EPSA (CVC)	547	622
	Emgesa	610	951
	Codensa	290	1226
Total 1997		1447	2799
1998	Electrocosta y Electricaribe	815	1035
	Transelca	126	185
Total 1998		941	1220
2000 y 2002	ISA (Participación Ciudadana): I. Emisión -2000 II. Emisión -2002	n.d.	I. Emisión: 48 II. Emisión: 51

Fuente: DNP.

² Los distintos porcentajes corresponden a distintas medidas de tamaño (potencia o producción en el caso de generación, kms. de líneas o subestaciones en el caso de transmisión, número de usuarios o energía vendida en el caso de distribución y comercialización).

³ Por el artículo 28 de la Ley 143 de 1994 se permitió la integración vertical de actividades para aquellas empresas que tuvieran tal condición previa y hubieran sido constituidas con anterioridad a la expedición de dicha Ley.

⁴ Durante la segunda fase se han llevado a cabo distintos procesos de privatización pero sin conseguir los resultados esperados. Sólo se ha ejecutado de forma exitosa el proceso de participación ciudadana de ISA (la venta de acciones de la Nación a EEPPM de las electrificadoras EDEQ y CHEC se considera como un traspaso de propiedad de la Nación a una empresa pública municipal). El programa "ISA Acciones para Todos" consistió en una vinculación masiva de nuevos accionistas a la empresa, a través de una emisión primaria de acciones durante el 2000 y una segunda emisión en 2002.

El Cuadro 2 a continuación, por otra parte, sintetiza las relaciones verticales existentes entre las 57 empresas que participan en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y las participaciones de mercado del sector público y el sector privado según cada segmento del mercado eléctrico.

**Cuadro 2:
Relaciones verticales y privatización en el SIN**

TIPO DE EMPRESA / INTEGRACIÓN	Número de empresas	% Propiedad privada	% Control privado
COMERCIALIZACIÓN	6	82.1%	100%
DISTRIBUCIÓN-COMERCIALIZACIÓN	18	50.9%	90.5%
GENERACIÓN	10	98.3%	100%
GENERACIÓN-COMERCIALIZACIÓN	5	26.5%	44.7%
GENERACIÓN-DISTRIBUCIÓN-COMERCIALIZACIÓN	7	3%	3%
GENERACIÓN-TRANSMISIÓN	1	100%	100%
GENERACIÓN-TRANSMISIÓN-DISTRIBUCIÓN-COMERCIALIZACIÓN	4	31.8%	38.7%
TRANSMISIÓN	4	17.1%	0.3%
TRANSMISIÓN-DISTRIBUCIÓN-COMERCIALIZACIÓN	1	13.1%	0%
TOTAL	57	34.7%	44.1%

Fuente: Rojas y Chahín (2004).

Ambos cuadros muestran que el proceso de privatización no ha avanzado significativamente desde el año 1999, y al cabo de 10 años aún se observa un elevado grado de integración vertical –heterogénea según las distintas empresas–, particularmente en el caso de empresas públicas no transferidas al sector privado, que constituye un llamado de atención sobre el cumplimiento de las condiciones necesarias para que la reforma logre sus objetivos.

2.2. Precios y competencia

El Cuadro 3 resume la evolución de las tarifas eléctricas aplicables a las distintas categorías de usuarios finales en Colombia, para años seleccionados en el período 1992-2003.⁵ En el cuadro se computan las tarifas finales reguladas a ser percibidas por las empresas prestadoras, e incluyen la remuneración de los 4 segmentos involucrados (generación, transporte, distribución y comercialización).

Se observa allí que desde la perspectiva de las empresas prestadoras del servicio, en el período 1992-2002 se verificó una clara tendencia hacia una estructura tarifaria sin

⁵ Debido a dificultades e inconsistencias en la información provista por la CREG, el año 1994 no se incluye en la tabla ni en los análisis posteriores. A todo efecto, la situación previa a la reforma es la del año 1992. Debe notarse asimismo que la información reportada aquí para el período 1995-2003 es la que ha revisado la CREG durante el mes de julio de 2004, de forma tal que los análisis que hubiesen sido realizados con información anterior de la CREG seguramente presenten discrepancias, particularmente respecto de los usuarios no-residenciales.

subsidios cruzados desde los usuarios no residenciales hacia los residenciales (el desmonte de subsidios inter-tarifarios implícitos, por los cuales las tarifas promedio de los usuarios residenciales de los estratos bajos antes de la reforma eran muy inferiores a las tarifas del resto de los usuarios).⁶ Ello implicó importantes incrementos tarifarios reales para los estratos más bajos de los usuarios residenciales y reducciones tarifarias para los usuarios no-residenciales y los usuarios residenciales del estrato 6. En lo que respecta al promedio ponderado por nivel de consumo para el conjunto de categorías tarifarias, el incremento tarifario real entre 1992 y 2002 fue relativamente acotado (10,6% según el deflactor implícito del PBI, pero levemente superior al 5% si se deflactaran los precios según el IPC).

Cuadro 3: Tarifas del servicio eléctrico, \$/kWh, en pesos de 2003 (deflactor implícito del PIB)

	1992	1995	1999	2000	2001	2002	2003	Var.92-95	Var.92-99	Var.99-02	Var.92-02	Var.92-02 con subsidio y recargo	Var.02-03
Residencial	120.25	112.86	124.56	138.39	157.58	179.87	208.66	-6.1%	3.6%	44.4%	49.6%		16.0%
- Estrato 1	76.91	65.74	82.58	93.76	112.40	184.81	210.49	-14.5%	7.4%	123.8%	140.3%	20.2%	13.9%
- Estrato 2	85.81	76.29	99.83	112.68	133.95	157.79	211.33	-11.1%	16.3%	58.1%	83.9%	10.3%	33.9%
- Estrato 3	102.94	98.09	130.94	146.59	172.17	182.15	207.26	-4.7%	27.2%	39.1%	77.0%	50.4%	13.8%
- Estrato 4	134.02	132.38	163.65	179.57	192.04	199.55	207.27	-1.2%	22.1%	21.9%	48.9%	48.9%	3.9%
- Estrato 5	224.74	230.42	193.11	209.78	217.79	222.54	200.07	2.5%	-14.1%	15.2%	-1.0%	18.8%	-10.1%
- Estrato 6	265.47	266.00	192.00	210.75	220.45	224.88	203.53	0.2%	-27.7%	17.1%	-15.3%	1.7%	-9.5%
No Residencial		204.10	180.04	202.85	208.09	215.67	181.78			19.8%			-15.7%
Comercial	262.55	259.33	192.88	213.67	218.57	223.28	200.01	-1.2%	-26.5%	15.8%	-15.0%	2.1%	-10.4%
Industrial	220.89	189.69	168.76	194.77	204.43	206.94	156.48	-14.1%	-23.6%	22.6%	-6.3%	12.4%	-24.4%
Oficial	186.84	204.10	166.15	183.37	185.02	201.66	202.46	9.2%	-11.1%	21.4%	7.9%	29.5%	0.4%
Provisional	214.82	132.07	159.44	196.74	215.33	241.93	214.28	-38.5%	-25.8%	51.7%	12.6%	35.1%	-11.4%
Alumbrado Público	258.88	172.89	193.59	219.07	207.89	206.24	203.73	-33.2%	-25.2%	6.5%	-20.3%		-1.2%
Especial	208.40	146.47	152.91	167.26	170.03	183.42	180.59	-29.7%	-26.6%	20.0%	-12.0%	5.6%	-1.5%
TOTAL (prom. pond.)	172.32	160.88	145.36	161.23	175.22	190.59	198.02	-6.6%	-15.6%	31.1%	10.6%	10.6%	3.9%
Residencial / comercial	0.46	0.44	0.65	0.65	0.72	0.81	1.04						
Residencial / industrial	0.54	0.59	0.74	0.71	0.77	0.87	1.33						
Dispersión residencial	78.53	84.03	46.89	49.47	44.27	25.79	4.25						
Dispersión categorías	69.02	64.74	35.64	39.54	33.78	22.71	15.81						

Fuente: Elaboración propia en base a CREG.

La perspectiva de los usuarios desde la reforma típicamente difiere de la perspectiva de las empresas prestadoras porque a partir de entonces se aplican subsidios y recargos explícitos a los distintos estratos y categorías. En efecto, la reforma estableció un esquema de subsidios explícitos para los usuarios residenciales de menor nivel socioeconómico (estratos 1 a 3) financiadas por medio de contribuciones explícitas de los usuarios residenciales de los estratos 5 y 6 y de los usuarios no-residenciales (los usuarios residenciales del estrato 4 no reciben subsidios ni enfrentan contribuciones).⁷ Así, según se nota en la ante-última columna del cuadro anterior, la inclusión de estos subsidios y

⁶ En Colombia los usuarios residenciales pertenecen a 6 categorías según sean sus condiciones socioeconómicas (la pertenencia a cada una está definida principalmente por cada gobierno local en base a una reglamentación de alcance nacional).

⁷ Al año 2002, el descuento por el consumo de subsistencia (200 kwh-mes) para los estratos 1 a 3 era del 50%, 40% y 15%, respectivamente, y el recargo sobre el resto de los usuarios era el 20% sobre el costo de prestación del servicio.

recargos tarifarios atenúa fuertemente los cambios percibidos por los usuarios respecto de aquéllos correspondientes a la óptica de las empresas.

En lo referido a la evolución tarifaria durante el año 2003, el incremento tarifario para el conjunto de usuarios fue del 4% aproximadamente, aunque ello coexiste con un aumento importante para los usuarios residenciales (del 16% para el conjunto, pero particularmente alto –34%– para el estrato 2) y una reducción en torno al 16% para los usuarios no residenciales (y en torno al 10% para los residenciales de los estratos 5 y 6). Así, aún durante el año 2003 se mantuvo la tendencia de todo el período post-reforma en lo que hace a la menor dispersión de las tarifas de las distintas categorías, pudiendo inferirse que los subsidios cruzados implícitos entre categorías han disminuido fuertemente o incluso desaparecido (en particular, en el año 2003, por primera vez, las empresas electrificadoras percibieron una tarifa residencial que en promedio es mayor a las tarifas de los usuarios comerciales e industriales).

Así, y sujeto a la información de base que elabora la CREG, el período 1992-1999 se caracterizó por una reducción tarifaria global no sostenible, en la cual se fueron reduciendo los subsidios cruzados hacia los usuarios residenciales más pequeños, reemplazando parcialmente subsidios implícitos por otros mayormente explícitos. A partir de entonces, y particularmente desde el año 2002, las tarifas reales comenzaron a subir, en especial para los usuarios residenciales de estratos bajos, manteniendo de todas formas un constante sendero hacia la eliminación de subsidios cruzados implícitos.

En este estudio no se procura definir si el actual nivel tarifario es adecuado para permitir una rentabilidad razonable al conjunto de empresas eléctricas (y mucho menos a cada empresa en particular). Sin embargo, según se indica en el anexo al final de este documento, la comparación internacional no indica que al presente el nivel tarifario en Colombia sea globalmente insostenible o inapropiado, por lo cual podría inferirse preliminarmente (sujeto a las limitaciones apuntadas en el anexo) que no existe un problema nítido o grave de insuficiencia tarifaria para el sector eléctrico colombiano como un todo, aunque claramente sí es posible que existan excesos e insuficiencias de distinta magnitud entre distintas empresas, regiones y segmentos del mercado.

Por otra parte, a pesar de que los resultados en materia de transparencia tarifaria se lograron en un contexto de costos unitarios convergentes entre distintas empresas (según las fórmulas aplicadas por la CREG), también se observaron fuertes oscilaciones en los costos de generación y un fuerte aumento en el costo de transporte. En este sentido, resultados preliminares indican que los costos unitarios que computa la CREG (y su variación anual o en el período 1998-2003 en conjunto) no difieren significativamente según sea la propiedad de las empresas (pública, mixta o privada), pero sí dependen (positivamente) de la integración vertical entre las actividades de generación y distribución.

El Cuadro 4 a continuación resume la información disponible para los años 1998 y 2003 (sin analizar por ende cambios entre años intermedios dentro del período), para un total de 21 empresas –que incluyen más del 80% de los usuarios y la energía distribuida en el país–.

Cuadro 4: Variación % de costos unitarios reales, 1998-2003

	CU	CG	CU-T
Promedio lineal total de empresas	4,1%	1,0%	-0,2%
Promedio lineal empresas control público	3,1%	-0,2%	-1,2%
Promedio lineal empresas control privado	10,2%	8,3%	5,2%
Promedio lineal empresas integradas G-D	9,8%	6,5%	6,0%
Promedio lineal empresas no integradas G-D	0,6%	-2,4%	-4,1%

Nota: CU denota costo unitario; CG denota costo de generación; CU-T denota costo unitario neto de costo de transporte.

Fuente: Elaboración propia en base a CREG, en base a información de 21 empresas.

De hecho, se pudo verificar un elevado grado de integración vertical entre segmentos naturalmente monopólicos y potencialmente competitivos, una de las razones centrales para calificar la reforma del sector eléctrico colombiano como inconclusa. Los resultados muestran (preliminarmente) que la integración vertical puede potenciar los favoritismos y desincentivar los comportamientos más competitivos. Concretamente, la elevada participación del Estado en los distintos segmentos del mercado, controlando además el transporte casi totalmente, y la altísima concentración vertical entre generadores y distribuidores en el caso de empresas privadas y las Empresas Públicas de Medellín, implican un riesgo cierto de trato desigual hacia inversores privados, provocando un fuerte desincentivo para el aporte de mayores recursos y eficiencias al sector.⁸

2.3. Calidad y Cobertura

Si bien no se pudo contar con información precisa y reciente en materia de calidad, la evidencia secundaria y de otros estudios muestra cómo en el año 2002 Colombia seguía presentando índices muy altos en cuanto al número promedio de interrupciones por mes por circuito (FES) y a la duración de las interrupciones promedio por mes (DES). Es así como el indicador FES se ubicó en torno a 0,38 (vale decir, un promedio general de aproximadamente 4,5 interrupciones por año en cada circuito), con una gran variabilidad (en particular, siendo el promedio muy superior para las empresas públicas), mientras que el indicador DES se ubicó en promedio en torno a 17 (esto es, cada interrupción mensual

⁸ El riesgo de favoritismos derivados de la integración vertical entre empresas generadoras y distribuidoras / comercializadoras está atenuado en Colombia por la importante desregulación de la actividad de comercialización (donde incluso los usuarios residenciales cuyas tarifas finales tienen topes regulados pueden elegir libremente su comercializador), ya que ello implica la posibilidad de penalizar de manera efectiva al distribuidor / comercializador que no realizara una compra de energía conveniente intentando explotar a sus clientes finales. En cualquier caso, la integración vertical de sólo algunas empresas implica una asimetría entre viejos y nuevos agentes (públicos y privados, respectivamente) que constituye una muy mala señal para inducir comportamientos competitivos en un “campo de juego nivelado”.

tuvo una duración promedio de 17 horas), en este caso con un mejor desempeño de las empresas públicas (11 horas vs. 23 horas promedio de las empresas privadas).⁹

En cuanto a la cobertura, si bien el número de suscriptores / conexiones en el SIN evidenció un importante crecimiento entre 1995 y 2003 (en torno al 4,7% promedio anual), el desempeño pudo haber sido mejor de no haber sido por reiteradas inconsistencias entre los planes de expansión del Gobierno (PND), la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y las empresas operadoras de redes.¹⁰

2.4. Inversión y participación privada

Como pudo verse en los Cuadros 1 y 2, la participación privada en el sector eléctrico colombiano pasó de niveles nulos antes de la reforma a desempeñar un rol importante en la generación, distribución y comercialización de electricidad (para el conjunto de la industria, la propiedad privada en el SIN alcanza actualmente el 34.7%, con un grado de control del 44%). Es así como, por ejemplo, la capacidad de generación instalada en Colombia ha evolucionado positivamente en términos de diversificar la oferta, inicialmente muy concentrada en la generación hidráulica, incorporando unidades productivas de menor escala que permiten a su vez el desarrollo de un mercado más competitivo (siendo la relación hidrotérmica actual de 66/34).

En efecto, como puede verse en el Cuadro 5 a continuación, el ritmo de crecimiento de la capacidad total de generación cayó levemente luego de la reforma (pasando de una tasa de crecimiento anual del 5,6% entre 1987 y 1994 a una tasa anual del 4,6% entre 1995 y 2001), pero la expansión se debió básicamente a las inversiones en generación térmica, permitiendo reducir la exposición a los fenómenos climáticos críticos periódicamente observados en el país (de hecho, este cambio en la composición del parque permitió superar exitosamente las hidrologías secas asociadas con la presencia del Fenómeno de El Niño / Oscilación Sur de los bienios 1997-1998 y 2002-2003).

⁹ Estos valores son de difícil comparación con otras estadísticas internacionales donde se computan otros indicadores de calidad –como el SAIDI (System Average Interruption Duration Index) que mide la cantidad de minutos sin suministro del servicio para un usuario promedio, y el SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) que mide la frecuencia de los cortes para un usuario promedio–, particularmente porque en Colombia se utiliza como base cada circuito en vez de cada usuario. La SSPD debe confirmar la información disponible para el año 2002 en Colombia y también proporcionar alguna evolución temporal antes de que sea posible extraer conclusiones más precisas sobre el resultado de la reforma en esta materia.

¹⁰ Concretamente, para ampliar la cobertura por medio de extensiones de red, las empresas (u operadores de red, OR) deben seguir los procedimientos especificados en la Res. CREG 70/98. Si bien el OR debe elaborar el Plan de Expansión del Sistema que opera de acuerdo con su Plan Estratégico y de Negocios, en la Resolución se fija que el MME debe elaborar –como máximo cada 5 años– un plan de expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica, determinando las inversiones públicas que deben realizarse y las inversiones privadas que deben estimularse, plan que por lo general no guarda consistencia alguna con los presentados por los OR. A su vez, la regulación exige que la UPME elabore y actualice el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del sector eléctrico en concordancia con los niveles de cobertura previstos en el Plan Nacional de Desarrollo los cuales, a su vez, tampoco guardan consistencia con los otros planes.

Cuadro 5:**Evolución de la capacidad de generación (MW), 1991-2001**

Año	Total	Hidro	Gas	% Hidro	% Gas
1987	6,894	5,180	1,122	75.14%	16.3%
1991	8,395	6,521	1,282	77.68%	15.3%
1994	10,080	7,863	1,135	78.01%	11.3%
2001	13,169	8,682	3,700	65.93%	28.1%
Incorporación de MW promedio anual, 1987-1994	455	383	2		
Incorporación de MW promedio anual, 1995-2001	515	137	428		
Variación % anual 1987-1994	5.6%	6.1%	0.2%		
Variación % anual 1995-2001	4.6%	1.7%	21.8%		

Fuente: Elaboración propia en base a UPME.

Por otra parte, este crecimiento en la oferta de capacidad de generación no sólo fue cualitativamente mejor que el del período inmediato anterior a la reforma, sino que además superó ampliamente el crecimiento de la demanda de capacidad de potencia (estimada a partir del crecimiento en el consumo anual de energía, que pasó del 4.2% entre 1990 y 1995 al 1.1% entre 1995 y 2003).

Como pudo verse en el Cuadro 1, en 1997 comenzó el proceso de vinculación de capital privado en la actividad de distribución con la venta de la Empresa de Energía del Pacífico – EPSA. En el mismo año, el gobierno impulsó y apoyó el proceso de reestructuración de la Empresa de Energía de Bogotá y su posterior capitalización, por un inversionista privado, de la empresa CODENSA que se haría cargo de la distribución. Finalmente, en 1998 el Gobierno ejecutó el proceso de capitalización de las distribuidoras de la Costa Atlántica, las cuales se transformarían en Electrocosta y Electricaribe. Con estos procesos se logró fortalecer financieramente las empresas con capitalización de recursos nuevos por más de US\$ 2,000 millones.¹¹ Aunque no se cuenta con cifras que permitan discernir con exactitud el monto de las inversiones en capital realizadas por las empresas en reposición y mejoramiento de los activos de distribución, la evolución positiva para algunas empresas del índice de pérdidas totales entre 1996 y 2001 indica un proceso favorable de inversión.¹²

Ahora bien, aunque hubo un buen nivel de inversión en generación, durante los últimos años se ha dado un estancamiento importante en la inversión privada en el sector que puede estar relacionado con un mayor riesgo de la industria. Como puede apreciarse en el Cuadro 6, los resultados en materia de rendimiento y rentabilidad (ROE) de las empresas muestran una importante variación entre firmas, dependiendo tanto del segmento de mercado en el

¹¹ Corresponde a los recursos de la capitalización de Codensa, Electrocosta y Electricaribe, según Documento CONPES 3122 del Departamento Nacional de Planeación, ‘Estrategia de la nación para fortalecer la distribución de energía eléctrica en 13 Departamentos,’ Bogotá, D.C., Junio 17 de 2001.

¹² Es así como, según la información registrada por las empresas ante la CREG, las siguientes firmas lograron disminuciones significativas en las pérdidas totales entre 1996 y 2001: Codensa de 22,6% a 10,4%, EPSA de 21,0% a 12,7%, EPM de 15,1% a 11,2%, Empresa de Energía de Tulúa de 12,8% a 8,4%. Por el contrario, las siguientes empresas privatizadas registraron leves incrementos en el índice de pérdidas totales: Electrocosta de 26,9% en 1999 a 30,3% en 2001, y Electricaribe de 31,2% en 1999 a 33,8% en 2001.

que operan como de su tamaño y estructura de financiamiento. En términos generales, las rentabilidades globales promedio parecen haber sido favorables en la mayor parte de los casos, excepto para las empresas que prestan servicios a lo largo de toda la cadena (las cuales obtuvieron rentabilidades promedio negativas) y los distribuidores puros (cuyas rentabilidades han sido excesivamente elevadas según las cifras del Cuadro 6). No obstante, debe resaltarse que en el pasado reciente (período 2000-2003) las rentabilidades han sido particularmente reducidas.

Cuadro 6:
Sistema Interconectado Nacional – ROE “Return on Equity”

Segmentos SIN	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Promedio 1998 - 2003
COMERCIALIZACION	171,7%	157,4%	-36,3%	13,0%	13,2%	31,5%	34,8%
DISTRIBUCIÓN	342,2%	206,6%	-5,3%	2,3%	2,1%	5,5%	92,2%
DISTRIBUCION – COMERCIALIZACION	41,7%	41,4%	30,8%	-7,0%	-7,5%	-5,5%	17,6%
GENERACIÓN	69,7%	75,2%	2,3%	-1,2%	-5,2%	12,0%	26,4%
GENERACION - COMERCIALIZACION	-47,6%	146,1%	141,3%	-32,2%	-95,0%	-4,8%	14,1%
GENERACION - DISTRIBUCIÓN - COMERCIALIZACION	185,0%	159,7%	5,1%	0,6%	-1,8%	-7,4%	56,9%
GENERACION - TRANSMISION - DISTRIBUCIÓN - COMERCIALIZACION	36,3%	42,6%	-2,7%	-12,9%	-44,2%	-25,9%	-1,1%
TRANSMISIÓN	10,2%	14,7%	10,1%	5,4%	4,0%	4,8%	8,2%
TOTAL	75,6%	93,3%	10,9%	-1,5%	-8,2%	8,5%	26,1%

Fuente: SUI-SSPD. Cálculos propios.

Las dispersión de rentabilidades señala que existe un riesgo moderadamente alto para un inversionista de no obtener resultados razonables al desarrollar actividades en el sector (durante el período 1998-2003, el 25% de las empresas –es decir, 21 de 83– obtuvieron un ROE promedio negativo, y un 33% de las empresas un ROE inferior al 5%).¹³

2.5. Participación del Estado en la provisión y financiamiento del sector

Vale también recalcar, como se mencionó anteriormente, que la participación del Estado se mantuvo en niveles elevados en los distintos segmentos del mercado, que el mismo sigue ejerciendo un rol empresarial importante dentro del sector de la distribución y transporte y, por sobre todo, que sigue actuando como proveedor de *primera* instancia, siendo el principal promotor, financista y constructor de las nuevas instalaciones en generación. Por eso, si bien el sector eléctrico no está demandando los recursos que requirió del fisco en épocas anteriores y su impacto actual sobre las finanzas públicas hoy en día es menor si se compara con el impacto que tenía en la década del ochenta, ello no significa que el mismo no sea significativo. Esta diferencia radica en que si bien a fines de los ochenta el rubro que más afectaba las cuentas del sector era el de los pagos de deuda externa, en los últimos años los rubros que más afectan el balance sectorial son el de pagos de capital por concepto de

¹³ Claramente, los ROE individuales (por año y empresa) en el Cuadro 6 resultan llamativos por la magnitud de los valores allí consignados, suscitando serios interrogantes sobre la calidad de la información. En tal sentido, las inferencias realizadas aquí deben considerarse como preliminares.

inversiones (formación bruta de capital fijo) y el de pagos por operación comercial. Es así como durante los últimos años, los préstamos netos de la Nación al sector se han destinado fundamentalmente al pago de tres rubros principales: i) los PPAs (acuerdos de energía garantizados), ii) los compromisos para la financiación de proyectos hidroeléctricos, y iii) las deudas de las electrificadoras (en algunos casos con el mercado mayorista).

En efecto, el Estado Colombiano ha gastado cerca de US\$ 2,637 millones en operaciones de rescate de las empresas eléctricas durante los últimos 10 años (que equivalen a un 3.4% del PBI de 2003). Por otra parte, además de las operaciones de rescate a las empresas públicas, la Nación ha comenzado a rescatar empresas privadas.

De esta forma, puede afirmarse que en materia de beneficios fiscales la reforma se encuentra “a mitad de camino” por lo que el riesgo de un fracaso fiscal sigue siendo alto. Este riesgo se acentúa en la medida en que el Estado siga ejerciendo un rol empresario activo, desempeñándose como proveedor de “primera instancia”, financiando u otorgando garantías a proyectos de generación o expansión de las redes en el sector. La situación actual indica que en el futuro inmediato el rol del Estado podría ser creciente, no sólo en términos de aportes económicos al sector (ello podría resultar a partir de haberse prohibido –por medio de la Ley 812 del Plan Nacional de Desarrollo aprobada en 2003– la suba de tarifas reales para usuarios de estratos 1 y 2 desde 2004, aunque el aumento verificado para estos estratos ya ha sido muy pronunciado entre 2002 y 2003), sino también definiendo preferencias por proyectos de expansión de la capacidad instalada marcadamente hidroeléctricos (con ejecución o financiamiento públicos).

En particular, preocupa sobremanera que justo después de que las empresas públicas como un todo arrojaron un resultado positivo en las cuentas fiscales (2003), el Gobierno esté estudiando la posibilidad de otorgar garantías/salvaguardas a emprendimientos hidroeléctricos adelantados por empresas municipales o grupos privados, bajo el pretexto de que la inversión privada no ha sido suficiente (lo cual no está acreditado según se observó en el análisis previo, y en todo caso sería el resultado de restricciones a las señales de precios y malos incentivos provenientes de la propia regulación secundaria según se argumenta más adelante). Medidas de ese estilo serían un gran retroceso ya que acentuarían el riesgo fiscal y reducirían el potencial competitivo del sector (en particular, desalentarían fuertemente las inversiones privadas de riesgo), correspondiendo al inicio de una eventual “contra-reforma” que agravaría los problemas de incentivos que se fueron manifestando en los últimos años al perder ímpetu la reforma iniciada, y podría ser el camino certero para el cumplimiento de una “profecía auto-cumplida”: la merma en el ímpetu inversor gatilla el retorno del Estado empresario que termina de ahuyentar al sector privado.

2.6. Separación de roles: Estado empresario, fijador de políticas y regulador

En Colombia hay distintos organismos públicos a cargo del diseño de la política energética, la regulación y el control de las empresas eléctricas.

El Ministerio de Minas y Energía (MME) establece las políticas energéticas nacionales, por medio de distintos instrumentos: i) elevación de documentos al Consejo Nacional de Política Económica y Social (Conpes), a través del Departamento Nacional de Planeación (DNP); ii) sanción de decretos ejecutivos; y iii) presentación de proyectos de ley ante el

Congreso de la República. Dentro del MME, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) ejerce las funciones de elaboración y actualización del Plan Energético Nacional y del Plan de Expansión del Sector Eléctrico, en consonancia con el Plan Nacional de Desarrollo.

En materia de regulación, el organismo regulador creado a partir de la reforma de 1994 es la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), cuyas atribuciones centrales son adoptar resoluciones tendientes a la liberación gradual del mercado hacia la libre competencia, definir los reglamentos para la planificación y la operación del sistema, y definir y fijar las tarifas aplicables a los usuarios finales regulados.

El diseño institucional de la CREG no le confiere suficiente autonomía de las autoridades políticas del gobierno. El MME preside la Comisión, en la cual también participan el Ministro de Hacienda y Crédito Público, el Director de Planeación Nacional y 5 expertos independientes con dedicación exclusiva, designados por el Presidente de la República por períodos de 4 años, sin preverse la renovación parcial o escalonada (esto es, los períodos de los comisionados pueden coincidir casi plenamente con el ciclo político de las administraciones del gobierno, ya que 2 de los 5 expertos se renuevan al final de su tercer año de mandato, y los 3 restantes al año siguiente). Los expertos tienen la calidad de empleados públicos, pueden ser reelegidos y no están sujetos al régimen de la carrera administrativa. Para la toma de decisiones, se requiere de la presencia de 6 de los 8 miembros (o sus delegados). Las decisiones se toman por mayoría simple de los asistentes. No obstante, su aprobación está sujeta al voto favorable de uno de los Ministros, o del Director del DNP.¹⁴

El control, vigilancia y supervisión de la calidad y eficiencia de los servicios públicos es responsabilidad de la Presidencia de la República a través de la Superintendencia de Servicios Públicos y Domiciliarios (SSPD), quien en principio debe velar por la competencia en el mercado, vigilar la administración de las empresas, controlar la seguridad del suministro y el cumplimiento de los estándares del servicio. La SSPD tiene facultades para sancionar, imponer multas y suspender empresas, así como para cancelar contratos y prohibir que ciertos agentes presten servicios públicos hasta por un período de 10 años. Adicionalmente, la SSPD da conceptos a los Ministerios y a las Comisiones de Regulación respecto al cumplimiento por parte de las empresas de los requisitos establecidos por la ley; certifica que la estratificación utilizada para otorgar subsidios es la correcta; establece los sistemas de información y contabilidad que deben utilizar las empresas prestadoras de servicios; verifica que las empresas cumplan los contratos con los usuarios; cumplan con indicadores de gestión señalados por las Comisiones; y resuelve en segunda instancia los recursos de reposición que interpongan los usuarios.

¹⁴ En el marco definido por las leyes y decretos que reglan el sector, las decisiones regulatorias se adoptan mediante resoluciones. En ellas se definen las metodologías para la administración del sector, los derechos y obligaciones de las empresas que desarrollan actividades sectoriales, las normas exigibles en materia de calidad y confiabilidad del servicio, los procedimientos tarifarios, etc. Asimismo, la CREG es responsable de la definición de las normas para la organización y administración del mercado eléctrico, y la fijación de los criterios generales para la realización de contratos de energía.

Este diseño institucional ha mostrado distintas deficiencias. La multiplicación de conflictos entre agentes, entre empresas y usuarios, y el incremento significativo de las demandas judiciales contra la CREG y la SSPD, demuestran que los agentes en la industria eléctrica colombiana no están percibiendo que el marco institucional les brinde una prospectiva que favorezca sus intereses de largo plazo. La intervención frecuente de los agentes con el fin de revertir el resultado del proceso regulatorio –ya sea a través de la judicialización de sus querrelas o por medio de presiones por parte de los grupos de interés sobre el Gobierno y el Legislativo–, ha fragmentado el proceso, debilitando el compromiso para con las reglas, llevando así a que el cumplimiento y la acción dentro del marco institucional no constituyan el equilibrio de las diferentes estrategias de todos los agentes relevantes, lo cual conlleva finalmente a una falta de consolidación de las instituciones regulatorias y de control en sus roles respectivos.

En relación con los factores que atentan contra la existencia de un ambiente regulatorio propicio en el sector se destacan, entre otros:

- i) la lentitud de la Administración Pública para conocer y abocar casos de competencia desleal, prácticas restrictivas de la competencia y abuso de posición dominante debido a que la función antimonopolio está diluida y fraccionada en más de una entidad de control, existiendo una indefinición institucional sobre la competencia de la SSPD y la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) en el tema;
- ii) la interferencia del Gobierno –en su rol conflictivo como empresario, regulador y controlador, sin existir organismos suficientemente autónomos– para sesgar decisiones a favor de sus intereses en las empresas estatales;
- iii) la ausencia de sanciones efectivas y “ejemplarizantes” que inducen al quebrantamiento e incumplimiento de las normas por parte de los agentes; y
- iv) la falta de credibilidad e independencia del mecanismo por el cual se aplican los castigos a quienes incumplen con sus obligaciones, por lo que no se induce la aceptación espontánea del sistema regulatorio por parte de sus agentes.

En relación con los factores que han impedido una mayor consolidación de las instituciones regulatorias y de control, se destacan, entre otros:

- i) una excesiva discrecionalidad por parte del regulador, afectando negativamente la confianza de los inversionistas en el sistema y obligándolos a descontar el futuro en forma más acelerada;
- ii) la dificultad para diferenciar los problemas de gestión de los problemas causados por el conflicto armado (fuerza mayor), impidiendo que la regulación considere los efectos negativos sobre las empresas derivados del conflicto armado; y
- iii) el comportamiento oportunista del Estado, el cual ha evitado mediante diversas figuras jurídicas tener que pagar las deudas de las empresas públicas mal

administradas, afectando la sustentabilidad misma del Mercado Mayorista de Energía (MME).¹⁵

Vale decir, la reforma eléctrica en Colombia ha significado un avance sólo parcial hacia la mayor transparencia y previsibilidad del proceso de toma de decisiones, quedando aún un amplio espacio para perfeccionar el diseño institucional y así potenciar las bondades de una clara y creíble división de los roles de planificación, regulación, control y prestación del servicio eléctrico.

2.7. Aprovechamiento de las fuerzas de mercado como instrumento regulatorio

El racionamiento eléctrico que experimentó Colombia durante 1992 y 1993 ha hecho que el aumento de la confiabilidad y la disminución del riesgo de desabastecimiento sean un tema crítico. Tanto ministros como reguladores están permanentemente presionados para favorecer políticas y regulaciones que incrementen la seguridad y confiabilidad de suministro, en algunos casos interviniendo en exceso y distorsionando los incentivos de precios que deberían resultar del libre juego entre oferta y demanda en un mercado liberalizado, lo cual realimenta la necesidad de establecer intervenciones directas en dicho mercado.

Concentrando el análisis en el segmento de generación, en las distintas reglas vigentes de operación del mercado (regulación secundaria) se evidencia un fuerte temor por parte del regulador para dejar que operen a plenitud los mecanismos de mercado, imponiendo un escollo muy importante para que el funcionamiento de la competencia genere los resultados que de ella se esperaban al momento de la reforma. Por ejemplo, este temor se pone de manifiesto a través de regulaciones “de tránsito” –regulaciones que buscan resolver problemas parciales de diseño de mercado– en muchos casos innecesarias y que no permiten que las señales de precios se consoliden como el mecanismo por medio del cual los agentes toman decisiones descentralizadas de oferta. Precisamente esas reglas innecesarias acotan la respuesta de la oferta a las señales de precios que emergerían ante la escasez de los recursos, realimentando la necesidad de tales controles. Puesto que las distintas regulaciones secundarias que tienen este sesgo son consistentes entre sí, cada una refuerza la necesidad de la otra, y en conjunto constituyen la preferencia por el manejo centralizado de la oferta mayorista en el mercado eléctrico de Colombia, constituyendo por lo tanto un escollo muy importante para que el funcionamiento de la competencia genere los resultados que de ella se esperan en este y otros mercados.

A su vez, en distintas regulaciones existen reglas que impiden que los agentes enfrenten las consecuencias de sus decisiones erradas, propiciando distintos “salvatajes” para evitar costos ex-post que distingan según la calidad de las distintas decisiones empresariales ex-ante, induciendo comportamientos de corto plazo de carácter oportunista. Este tipo de

¹⁵ Además de estos factores, hay otros dos también importantes. Por un lado, la falta de una clara delimitación del alcance regulatorio ha llevado a una indefinición de límites precisos entre “política” y “regulación,” que se ahonda aún más si se tiene en cuenta que el Estado sigue teniendo una presencia significativa en el sector (la CREG, por ejemplo, está controlada por el Ministerio de Minas y Energía). Por otro lado, la falta de compromiso de las distintas instituciones formales e informales con las instituciones regulatorias y de control y, en particular, del propio Estado, a través de sus múltiples agentes (miembros del ejecutivo, las cortes y los legisladores), han contribuido a deslegitimar la función regulatoria y de control.

reglas constituye un fuerte desincentivo para realizar contratos que aseguren la disponibilidad de energía en momentos de insuficiencia, al generar un fuerte “riesgo moral” por parte de los comercializadores, a quienes no les conviene contratar a mediano y largo plazo su compra de energía ya que ex-post serán tratados vía la regulación en términos similares a los que recibirían en caso de haber incurrido en el mayor costo de adquisición que supone un contrato de mediano plazo. La escasa existencia de contratos por más de 1 año (sólo 26% del total de contratos existentes a pesar de las potenciales reducciones en la oferta debidas a fenómenos naturales severos) es una señal de cómo este tipo de intervenciones regulatorias afectan la capacidad de los agentes para maximizar el valor de sus portafolios intertemporalmente, y para desarrollar en el largo plazo productos que fomenten una mayor respuesta de la demanda frente a cambios en los precios.

Hay un par de resoluciones de la CREG aplicables al segmento de generación que ilustran la cuestión.

- a) Resolución 018 de 1998 (Mínimos Operativos): Los precios de oferta de los principales generadores hidráulicos del SIN son intervenidos cuando el nivel de sus embalses resulta inferior a cotas dinámicas predefinidas (denominadas Mínimos Operativos), con el objetivo de preservar el agua almacenada ante pronósticos de sequías (como ocurre con la presencia del Fenómeno de El Niño). La intervención consiste en fijar restricciones a las ofertas de estos generadores de tal manera que se garantice que su precio resulte más elevado que el del resto de las ofertas no sujetas a intervención, sobre la base de que en ausencia de tales restricciones los agentes privados procederían en invierno a un desembalse acelerado de recursos hidráulicos que serán muy requeridos durante el verano. Así, por medio de esta regulación preventiva se acota la respuesta de la oferta a las señales de precios que emergerían ante la escasez del recurso hidráulico: de no existir la misma, los generadores privados no sobre-explotarían los embalses ante la perspectiva de una sequía ya que ésta llevaría a un futuro aumento del precio mayorista de la electricidad en el mercado spot.

- b) Resolución 217 de 1997 (Estatuto de Racionamiento): Los contratos bilaterales de compra-venta que se transan en el mercado mayorista colombiano no son contratos físicos, sino financieros (aquéllos donde un generador o un comercializador se obliga a entregar electricidad a un comprador a un precio acordado previamente, independientemente de quién genere tal electricidad), y los comercializadores pueden elegir libremente abastecerse vía contratos o en el mercado spot (bolsa). El Estatuto de Racionamiento regula los procedimientos y los requisitos que deben cumplirse para declarar racionamientos de energía preventivos. Sintéticamente, se establece allí que estos racionamientos pueden declararse al registrarse niveles de precios en el mercado spot que superen durante cinco días consecutivos al denominado “costo de racionamiento” o por consideraciones derivadas de análisis energéticos cuando las señales de precios no respondan adecuadamente a la escasez (lo cual es precisamente el resultado de distintas intervenciones que limitan el reflejo de la escasez en los precios), y que los mismos deben respetar un orden de desconexión donde se prioriza el suministro a los sectores productivos (la secuencia de los cortes es “residencial, comercial, e industrial” dependiendo del nivel del racionamiento), aplicados proporcionalmente para todas las empresas que comercializan energía

independientemente de cuál sea el grado de exposición a la Bolsa u otras diferencias en sus esquemas contractuales de abastecimiento, lo cual obviamente constituye un fuerte desincentivo para realizar contratos que aseguren la disponibilidad de energía en momentos de insuficiencia.

Por lo tanto, los criterios básicos detrás de distintas regulaciones secundarias constituyen un fuerte desincentivo para realizar contratos que aseguren la disponibilidad de energía en momentos de insuficiencia. El riesgo moral al que incitan estas regulaciones conlleva a que en el mercado mayorista de electricidad no se logre una asignación intertemporal eficiente de los riesgos, incentivando a los agentes a adoptar una visión de corto plazo, lo cual – contrario al espíritu de las regulaciones mismas– evidencia una muy baja valoración por el reaseguro de abastecimiento en anticipación a las oscilaciones hidrológicas por fenómenos naturales, y también incrementa el riesgo de realizar inversiones de largo plazo en la generación.

3. CONCLUSIÓN FINAL

Este documento muestra que, más allá de los importantes avances logrados desde el año 1994 hasta la fecha, los resultados de la reforma del sector eléctrico colombiano son mixtos y que dicha reforma se encuentra a “mitad de camino”.

La regulación secundaria excesivamente intervencionista ha sido un ejemplo muy claro de la falta de convencimiento sobre la conveniencia de avanzar hacia una reforma plena, alimentando asimismo un círculo vicioso por el cual la regulación excesiva impide obtener resultados viables bajo un esquema correcto de asignación de riesgos y responsabilidades entre los distintos agentes involucrados en la provisión del servicio eléctrico. Los rasgos centrales de la Ley 812 del Plan Nacional de Desarrollo aprobado en el año 2003 –se prohíben aumentos tarifarios reales para usuarios residenciales de estratos bajos, se crean mecanismos adicionales para rescatar empresas públicas deficitarias sin requerir su privatización, se refuerza la participación del Estado en el segmento de generación por medio de la Financiera Energética Nacional (FEN), se defienden los subsidios cruzados en la comercialización al exigir atender un número mínimo de usuarios residenciales de estratos bajos, etc.–, aunque no explican el desempeño del sector durante la última década, dan señales concretas de que la autoridades de Colombia no prevén modificar estos rasgos fundamentales de la organización del sector.

Lo central para “rescatar” la reforma del sector eléctrico colombiano del año 1994 –en materia de una clara división de roles entre el Estado y el sector privado, utilizando la competencia como herramienta regulatoria en la medida de lo posible– es que funcione el esquema de incentivos por el cual los generadores compiten para vender su energía a los distribuidores y comercializadores, quienes deben estar inducidos a comprarla en los mejores términos. Este principio básico no se respeta plenamente en Colombia porque las empresas que no cumplen con sus pagos son rescatadas por el gobierno central (no hay suficiente penalidad por incumplimiento de obligaciones) o bien porque no se resuelve a tiempo la insolvencia y quebrantos que les infligen a los generadores, lo cual desalienta el ingreso de nuevos inversores privados. La insolvencia y el incumplimiento de las distribuidoras por otra parte dificultan el desarrollo de contratos que amortigüen las oscilaciones del precio de la energía por cuestiones climáticas y permitan a potenciales inversores vender por anticipado su energía, dando lugar también a crecientes reclamos sobre insuficiente competencia y abuso de posición dominante de generadores.¹⁶ La regulación secundaria, a su vez, incluye intervenciones en el mercado mayorista que limitan fuertemente las señales de precios para los generadores y la penalización de los comercializadores que no aseguren sus compras vías contratos, todo lo cual realimenta el abandono o alejamiento de reglas de mercado aún cuando ellas podrían funcionar y apoyar desarrollos eficientes para el mejor desempeño del sector. La insuficiente autonomía otorgada al organismo regulador (CREG), y las atribuciones de responsabilidades poco compatibles al organismo de control (SSPD) potencian los riesgos regulatorios y dificultan

¹⁶ El debate está igualmente abierto respecto del poder de mercado real –no sólo de corto plazo y local– que detentan los generadores eléctricos en Colombia, y su análisis excede el alcance de este trabajo.

la mejor supervisión del sector, desalentando mayores inversiones privadas y realimentando la necesidad de regulaciones secundarias más intrusivas.

Para lograr restablecer los incentivos básicos mencionados arriba, entonces, debe modificarse el mecanismo de liquidación de empresas en problemas e incumplidoras, estableciendo claramente niveles tarifarios que sean atractivos (para que la potencial pérdida de la propiedad de la empresa signifique de hecho una penalidad en el caso tanto de gobiernos departamentales y municipales como de accionistas privados), y avanzar a fondo a partir de allí en cuanto a la separación vertical de actividades, la privatización de empresas públicas y la reasignación de roles de diseño, regulatorios y de control en el área energética que permitan mejorar las señales para los inversores privados, adaptando la regulación secundaria para que el nuevo diseño sea consistente.

Para que sea posible (y conveniente) avanzar hacia una mayor separación vertical, por otra parte, deben reducirse drásticamente los costos de transacción que implican recurrir al mercado para comprar o vender energía –que incluyen el riesgo de falta de pago, no respeto de compromisos en tiempo y forma, etc.–, lo cual a su vez requiere resolver los problemas de incentivos generados por un sistema regulatorio que dista de hacer efectivas sus definiciones formales al no penalizar suficientemente los incumplimientos de importantes agentes del sector. Concretamente, mientras las electricadoras insolventes puedan seguir operando a pesar de incumplir sus contratos con los generadores, el costo de “nivelar el campo de juego” vía la separación vertical, para así favorecer la competencia, será demasiado alto.

Referencias

Ayala, U. y J. Millán: “La Sostenibilidad de las Reformas en el Sector Eléctrico: las reformas en Colombia”, BID, Informe de Trabajo, 2002.

Mac Kerron, G. y E. Lieb-Doczy: “Balancing Security and Liberalization”, Viewpoint, Power in Europe, Issue 408, 1 September 2003.

Rojas, J. M. y C. Chahín: “Colombia, Desarrollo Económico Reciente en Infraestructura: Balanceando las Necesidades Sociales y Productivas de Infraestructura – El Sector Electricidad”, Informe de Base, Estudio REDI, Banco Mundial, 2004.

Unidad de Infraestructura y Energía, Departamento Nacional de Planeación: “Balance de la Reforma del Sector Eléctrico: Las privatizaciones y el marco regulatorio – el caso colombiano”, Consultor Rafael Caballero Garzón, Octubre de 1999.

Anexo: Comparación internacional de tarifas eléctricas

Las comparaciones internacionales de precios, en cualquier instancia pero en particular en lo que respecta al servicio eléctrico, encierran diversas e importantes complicaciones. Ellas incluyen no sólo considerar el grado de agregación de los bienes cuyos precios se comparan (por ejemplo, tarifas eléctricas en su conjunto, o tarifas para distintos tipos de clientes – residenciales, comerciales o industriales–, para distintos tamaños de consumidores, etc.) y las diferencias entre los tipos de cambios reales (que distorsionan las comparaciones de precios en una única moneda –dólar estadounidense por ejemplo– al perder de vista las diferencias de costos y de poder adquisitivo generales en cada país), sino también la identificación de las distintas etapas (verticales) en la industria (generación, transporte, distribución y comercialización en el caso del sector eléctrico), la consideración de factores específicos que afectan los costos del servicio en cada país (tamaño, densidad poblacional, geografía, hidraulicidad, etc.), existencia de subsidios directos e implícitos, etc.

A continuación, en consecuencia, se realiza un primer esfuerzo en pos de avanzar en una comparación tarifaria internacional para aproximar globalmente, de manera complementaria con otros análisis específicos, si el nivel tarifario del servicio eléctrico en Colombia luce elevado o deprimido. En función de las complejidades que se enfrentan en tal tipo de comparaciones, las conclusiones sólo pueden ser muy tentativas y cualitativas. En cualquier caso, aún reconociendo las limitaciones del caso, cabe consignar que el objetivo del análisis también es identificar si un determinado resultado cualitativo (por ejemplo, “las tarifas eléctricas no lucen particularmente elevadas ni deprimidas según la media internacional”) se origina en similitudes o diferencias en los segmentos teóricamente competitivos (generación) o en los naturalmente monopólicos (transporte y distribución) que están sujetos a regulación.

Según sean los resultados, es posible complementar diagnósticos respecto de dónde deben concentrarse las soluciones (*upstream* o *downstream*) y qué posibilidades existen para realizar reformas (ya que ello varía si lo necesario es realizar rebalances tarifarios entre distintos usuarios de una misma empresa o entre usuarios de distintas empresas) o si se requieren incrementos generalizados de tarifas. En ese sentido, preliminarmente al menos, la evidencia global que se discute a continuación no indica que actualmente exista una deficiencia general en el nivel tarifario del servicio eléctrico en el SIN de Colombia, tanto considerando tarifas finales como los segmentos de transporte y distribución en conjunto, por lo cual aparentemente no haría falta un incremento tarifario generalizado. La grave situación financiera por la cual atravesaron varias empresas colombianas en los últimos años sin dudas es relevante para precisar este análisis a nivel micro, pero resulta importante notar que en ese caso el problema podría obedecer a que las empresas colombianas se enfrentan a mayores costos que las empresas eléctricas en otros países, y no a que las tarifas están claramente fuera de toda posibilidad de cubrir costos normalmente enfrentados en la prestación de este servicio.

Según las cifras agregadas que se consignan aquí, tampoco resulta obvio que corresponda realizarse un rebalanceo entre usuarios residenciales e industriales a nivel global, aún cuando la eliminación de subsidios cruzados no haya sido plena luego de la reforma de 1994. La necesidad de incrementar tarifas para algunas empresas y reducirlas para otras,

por otro lado, requiere confrontar tarifas con costos para cada empresa, y por ende tener suficiente confianza en los cálculos de costos existentes, tarea que no se intenta en este trabajo y que no es posible abordar siquiera mínimamente con la información agregada comentada a continuación.

Distintos ejercicios

Un primer ejercicio se presenta en el Cuadro A.1., utilizando información para el año 2002 de la CIER y OLADE para un conjunto de países de Sudamérica. En dicha muestra se incluyen 3 categorías tarifarias (residenciales, comerciales e industriales), netas de impuestos, medidas en dólares corrientes en cada caso, y además distintos factores que podrían explicar diferencias de precios a nivel mayorista (hidraulicidad) o minorista (superficie, número de clientes, densidad poblacional, PBI per cápita, etc.).

El análisis del cuadro permite obtener las siguientes conclusiones:

- 1) Comparado con el promedio lineal del resto de países en la muestra, Colombia muestra tarifas finales relativamente altas para usuarios industriales, y tarifas similares al promedio para usuarios residenciales y comerciales; en conjunto, las tarifas del servicio eléctrico eran 5% mayores que el promedio de los países de la región en el año 2002, de forma tal que no se verifica una diferencia apreciable o de signo confiable (toda vez que seguramente existan problemas de construcción de la muestra no resueltos).
- 2) Dado que la densidad poblacional es el doble en Colombia que en el promedio de la región, sus tarifas deberían ser menores (por las economías de densidad), pero eso se compensa con el menor consumo promedio por habitante (que llevaría a mayores tarifas), razón por la cual no debería esperarse (por estos motivos, tomados en conjunto) diferencias tarifarias significativas entre Colombia y el promedio de la región.
- 3) Conclusiones similares –con las limitaciones que hubiere– se obtienen comparando a Colombia con el agregado Ecuador + Perú (construido como un país hipotético, tomando el promedio ponderado por total de Mwh consumidos), cuyas condiciones geográficas y demográficas son más parecidas. En particular, Colombia debería tener menores tarifas suponiendo que existan economías de escala respecto de este país hipotético, pero las tarifas en términos globales (aunque no en estructura), y si las tarifas que computa OLADE relativamente correctas, eran relativamente iguales en 2002.
- 4) Las conclusiones anteriores se mantienen al considerar sólo el componente regulado de las tarifas –esto es, restando los costos de generación (precio mayorista o de contratos según sea el dato más relevante y disponible) de la tarifa final– pero se acentúan fuertemente al corregir los márgenes de transporte y distribución (T+D) resultantes según el *Purchasing Power Parity* (PPP) de cada país que elabora el Banco Mundial para medir retrasos cambiarios de los distintos países: como se observa en las últimas columnas del cuadro, las tarifas netas del costo mayorista de la energía eléctrica (esto es, el margen conjunto de transporte y distribución, incluyendo la

comercialización en este último servicio) son levemente mayores en Colombia que en el promedio de países de la región para los que fue posible recopilar información (incluyendo como base de comparación el promedio ponderado Ecuador-Perú), pero dicho margen es significativamente mayor si se corrige la comparación lineal por medio del PPP (en ese caso, los márgenes regulados T+D superaban en más de un 50% al promedio de los 5 países disponibles, y un 30% al promedio ponderado Ecuador-Perú).

Cuadro A.1.

Estadísticas principales del sector eléctrico en países de América Latina, año 2002

	Superf. (miles de KM2)	Poblac. total (millones de hab.)	Dens. (hab. por KM2)	PIB per cápita (US\$/hab)	Viviendas con servicio eléctrico (miles)	Clientes del servicio eléctrico (miles)	Consumo promedio residencial (kWh año)	Consumo prom. total clientes del total (kWh año)	Gener. hidro (%)	Energía consumida (GWh)				Precios (US cent/kWh), Junio 2002				Precio mayorista (US cents/kWh)	Margen T+D (US cent/kWh)	Correc. PPP año 2002	Margen T+D (US cent/kWh), corr. x PPP
										Resid.	Comerc.	Industr.	Total	Resid.	Comerc.	Industr.	Prom. pond.				
Argentina *	2,777	36.2	13.0	9,741	10,031	11,500	2,116	5,823	44.5%	21,230	12,200	26,400	66,970	10.50	13.25	6.19	9.16	1.85	7.31	11.3%	8.14
Bolivia	1,099	11.0	10.0	883	1,519	1,143	952	3,167	53.6%	1,446	677	895	3,620	5.80	9.16	4.57	6.19	2.89	3.30	170.0%	8.91
Brasil	8,512	176.3	20.7	2,598	43,827	51,522	1,658	5,638	80.0%	72,660	45,256	127,626	290,466	9.00	7.56	3.83	6.05				
Chile	757	15.1	20.0	4,115	3,748	4,269	1,905	9,023	51.0%	7,139	3,928	25,913	38,520	8.09	7.74	5.38	6.15	3.74 **	2.42	132.2%	5.61
Ecuador	284	12.4	43.8	1,855	2,848	2,623	1,088	3,305	64.0%	3,098	1,570	2,503	8,670	8.70	8.60	8.14	8.48	2.99 ***	5.49	195.0%	16.19
Paraguay	407	5.5	13.6	978	997	1,011	1,937	4,359	100.0%	1,931	870	931	4,407	5.16	5.48	3.46	4.81				
Peru	1,285	26.9	20.9	2,131	4,197	3,614	1,064	4,884	84.7%	4,465	3,013	9,567	17,650	9.32	6.27	5.93	6.88	2.92 ***	3.96	131.5%	9.17
Uruguay	176	3.4	19.1	3,639	1,193	1,187	2,331	5,184	99.4%	2,781	1,131	1,289	6,153	11.19	9.76	5.54	9.48				
Venezuela	912	25.1	27.5	3,757	5,519	4,735	3,008	13,916	67.2%	16,601	9,825	30,021	65,892	5.50	7.90	2.80	4.48				
Promedio s/ Colombia	1,801	34.7	21.0	3,300	8,209	9,067	1,784	6,144	71.6%	14,595	8,719	25,016	55,816	8.14	8.41	5.09	6.85	2.88	4.50		9.60
Ecuador + Perú	1,569	39.3	25.1	2,044	7,045	6,237	1,074	4,220	77.9%	7,563	4,583	12,070	26,320	9.07	7.07	6.39	7.35	2.94	4.41		11.48
Colombia	1,139	43.8	38.5	1,881	7,919	8,195	1,857	4,220	72.7%	14,704	5,354	11,251	34,585	7.67	6.77	6.84	7.22	2.57 ***	4.65	223.0%	15.01
Colombia vs. "resto"	-36.8%	26.5%	83.7%	-43.0%	-3.5%	-9.6%	4.1%	-31.3%	1.5%	0.7%	-38.6%	-55.0%	-38.0%	-5.8%	-19.5%	34.3%	5.3%	-10.7%	3.4%		56.3%
Colombia vs. Ecuador+Perú	-27.4%	11.5%	53.6%	-8.0%	12.4%	31.4%	73.0%	0.0%	-6.7%	94.4%	16.8%	-6.8%	31.4%	-15.4%	-4.2%	7.1%	-1.8%	-12.6%	5.4%		30.7%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de CIER y OLADE (precios).

* Precios del año 2001 para evitar distorsión post-devaluación y congelamiento tarifario en 2002.

** Promedio lineal de 7 precios consultados (SIC, SING antofagasta, SING crucero, AYSEN, Punta Arenas, Pto. Natales y Pto. Porvenir).

*** Precios según contratos (el resto son precios del mercado spot).

Alternativamente, utilizando como fuente de información el *World Energy*, el cuadro a continuación permite evaluar las tarifas finales de Colombia, al año 2001, con un conjunto mucho más amplio de países (56). Los valores expresados incluyen impuestos, por lo cual las conclusiones son también particularmente preliminares y sujetas a que la presión fiscal no difiera significativamente entre los distintos países (o al menos, entre Colombia y el promedio de países considerados en cada comparación). Al igual que con la comparación anterior, no deben extraerse conclusiones cuantitativas ni definitivas, sino indicaciones preliminares sobre niveles tarifarios agregados respecto de costos relativamente estandarizados internacionalmente (aún cuando la situación en este último aspecto en Colombia pudiera diferir).

Se observa allí que, medidas en dólares del año 2001, las tarifas del servicio eléctrico en Colombia, tanto para usuarios industriales como comerciales, eran relativamente bajas ya sea respecto del promedio total de los países, el promedio de Sudamérica, o el promedio de América Central, siendo la estructura tarifaria (relación entre precio residencial e industrial) similar a la del conjunto de países incluidos en la muestra.

Por otra parte, si los valores en dólares se corrigen según la paridad del poder adquisitivo (PPP, “*Purchasing Power Parity*”) que computa el Banco Mundial, los resultados son muy distintos: las tarifas residenciales en 2001 eran similares a las del promedio de los países de Sudamérica y América Central y significativamente superiores a las del promedio total de países, mientras que las tarifas industriales eran similares a las del conjunto total de la muestra, levemente inferiores a las del promedio de Sudamérica, y significativamente menores a las de América Central (países donde la estructura tarifaria es muy distinta, ya que prácticamente no hay diferencias entre las tarifas a los usuarios residenciales y los industriales –lo cual contrasta con en el conjunto de países de la muestra, entre ellos Colombia y el promedio de los países de Sudamérica, donde los usuarios residenciales enfrentan un precio unitario aproximadamente 50% superior al de los usuarios industriales).

Debe destacarse, finalmente, que habiéndose producido en Colombia un incremento tarifario real en el año 2003 en torno al 15% para los usuarios residenciales y algo superior para los usuarios industriales, una conclusión preliminar del cuadro anterior es que las tarifas finales del servicio eléctrico en Colombia no lucen bajas en comparación con las observadas internacionalmente, cualquiera sea la muestra que se considere. Puede que los costos de operar eficientemente el servicio eléctrico sean mayores en Colombia que en otros países –aún corrigiendo diferencias de densidad poblacional, PBI per cápita, etc.– o que las tarifas que computan OLADE o World Energy escondan impuestos o subsidios de diversa naturaleza, pero ello no alcanza para rechazar per se los ejercicios realizados aquí, máxime cuando éstos son aportados con un carácter complementario dentro de un análisis más amplio.

Cuadro A.2.
Tarifas eléctricas en varios países, en dólares corrientes y corregidas por PPP, año 2001

(US\$ por Kilowatt-hora, incluyen impuestos)

Country	Residencial	Industrial	Residencial/ Industrial	Corrección PPP	Residencial corregida	Industrial corregida	Residencial/ Industrial corregidos
Argentina	0.089	0.069	1.29	11.3%	0.099	0.077	1.29
Australia ⁴ (año 1997)	0.080	0.056	1.43	32.4%	0.106	0.074	1.43
Austria (año 2000)	0.119	0.038	3.13	14.8%	0.137	0.044	3.13
Barbados	0.204	0.204	1.00	65.6%	0.338	0.338	1.00
Belgium (año 2000)	0.132	0.048	2.75	11.3%	0.147	0.053	2.75
Bolivia	0.066	0.069	0.96	170.0%	0.178	0.186	0.96
Brazil (año 1998)	0.128	0.057	2.25	39.4%	0.178	0.079	2.25
Canada (año 1994)	0.060	0.038	1.58	26.0%	0.076	0.048	1.58
Chile	0.086	0.056	1.54	132.2%	0.200	0.130	1.54
Costa Rica	0.065	0.076	0.86	128.4%	0.148	0.174	0.86
Czech Republic	0.060	0.043	1.40	122.2%	0.133	0.096	1.40
Denmark	0.195	0.060	3.25	-7.9%	0.180	0.055	3.25
Dominican Republic	0.087	0.104	0.84	166.1%	0.232	0.277	0.84
Ecuador	0.055	0.061	0.90	195.0%	0.162	0.180	0.90
El Salvador	0.082	0.110	0.75	46.6%	0.120	0.161	0.75
Finland	0.077	0.038	2.03	2.8%	0.079	0.039	2.03
France (año 2000)	0.102	0.036	2.83	10.3%	0.112	0.040	2.83
Germany	0.124	0.044	2.82	9.9%	0.136	0.048	2.82
Greece	0.070	0.191	0.37	45.5%	0.102	0.278	0.37
Guatemala	0.079	0.075	1.05	132.9%	0.184	0.175	1.05
Guyana	0.060	0.080	0.75	247.9%	0.209	0.278	0.75
Haiti	0.068	0.067	1.01	236.7%	0.229	0.226	1.01
Honduras	0.076	0.062	1.23	191.8%	0.222	0.181	1.23
Hungary	0.068	0.051	1.33	102.7%	0.138	0.103	1.33
India (año 2000)	0.039	0.080	0.49	423.3%	0.204	0.419	0.49
Indonesia (año 1999)	0.025	0.027	0.93	284.2%	0.096	0.104	0.93
Ireland	0.094	0.060	1.57	6.6%	0.100	0.064	1.57
Italy (año 2000)	0.135	0.089	1.52	25.4%	0.169	0.112	1.52
Jamaica	0.146	0.110	1.33	30.9%	0.191	0.144	1.33
Japan (año 2000)	0.214	0.143	1.50	-18.0%	0.175	0.117	1.50
Kazakhstan	0.026	0.014	1.86	159.4%	0.067	0.036	1.86
Korea (Korea, South)	0.071	0.057	1.25	64.6%	0.117	0.094	1.25
Mexico	0.075	0.053	1.42	37.9%	0.103	0.073	1.42
Netherlands	0.145	0.059	2.46	6.4%	0.154	0.063	2.46
New Zealand	0.056	0.028	2.00	22.0%	0.068	0.034	2.00
Nicaragua	0.118	0.115	1.03	354.9%	0.537	0.523	1.03
Norway	0.071	0.034	2.09	-13.6%	0.061	0.029	2.09
Panama	0.121	0.099	1.22	116.8%	0.262	0.215	1.22
Paraguay	0.063	0.036	1.75	1093.1%	0.752	0.430	1.75
Peru	0.100	0.057	1.75	131.5%	0.231	0.132	1.75
Poland	0.079	0.045	1.76	109.7%	0.166	0.094	1.76
Portugal	0.118	0.066	1.79	47.3%	0.174	0.097	1.79
Romania (año 1998)	0.036	0.050	0.72	218.3%	0.115	0.159	0.72
Slovak Republic (Slovakia)	0.063	0.043	1.47	118.6%	0.138	0.094	1.47
South Africa	0.038	0.013	2.92	323.6%	0.161	0.055	2.92
Spain	0.109	0.041	2.66	31.2%	0.143	0.054	2.66
Sweden (año 1997)	0.101	0.034	2.97	0.0%	0.101	0.034	2.97
Switzerland	0.109	0.069	1.58	-23.5%	0.083	0.053	1.58
Thailand (año 2000)	0.060	0.057	1.05	230.9%	0.199	0.189	1.05
Trinidad and Tobago	0.028	0.023	1.22	46.8%	0.041	0.034	1.22
Turkey	0.084	0.079	1.06	135.2%	0.198	0.186	1.06
United Kingdom	0.101	0.048	2.10	-2.7%	0.098	0.047	2.10
United States	0.086	0.050	1.72	-2.7%	0.084	0.049	1.72
Uruguay	0.137	0.070	1.96	56.2%	0.214	0.109	1.96
Venezuela (año 1999)	0.048	0.055	0.87	39.0%	0.067	0.076	0.87
Colombia	0.064	0.042	1.52	223.0%	0.207	0.136	1.52
Promedio total países	0.107	0.068	1.56	20.4%	0.166	0.132	1.26
Promedio Sudamérica	0.083	0.057	1.46	54.3%	0.217	0.146	1.49
Promedio América Central	0.095	0.092	1.06	35.8%	0.221	0.220	1.01

Fuente: Elaboración propia en base a World Energy y Banco Mundial.

Nota: PPP indica Purchase Power Parity, computado para el año 2002 en general, salvo Argentina (2001), Brasil (1998), Sweeden (1997), y países de escaso GDP (cuyos PPP corresponden a años anteriores, típicamente 1998 y a veces 1997).

Nota: Las diferencias tarifarias entre los datos de OLADE y WORLD Energy pueden deberse a los distintos años considerados, la inclusión o no de impuestos, u otros motivos. En el caso de la Argentina, por ejemplo, la diferencia es grande debido a la importante devaluación del año 2002 combinada con el congelamiento tarifario en términos nominales entre ambos años.

SERIE DOCUMENTOS DE TRABAJO

1. La Fuerza de Trabajo en Buenos Aires, J. L. Bour. Diciembre 1981.
2. Encuesta sobre Remuneraciones en la Industria. Diseño Metodológico. J. L. Bour, V. L. Funes, H. Hopenhayn. Diciembre 1981.
3. Algunas Reflexiones sobre el Tratamiento a los Insumos no Comercitados en el Cálculo de Protección Efectiva. G. E. Nielsen. Diciembre 1981.
4. Ganado Vacuno: El Ciclo de Existencias en las Provincias. M. Cristini. Junio 1982.
5. Oferta de Trabajo: Conceptos Básicos y Problemas de Medición. J. L. Bour. Julio 1982.
6. Ocupaciones e Ingresos en el Mercado de Trabajo de la Cap. Fed. y GBA. H. Hopenhayn. 1982. 3 tomos.
7. La Oferta Agropecuaria: El Caso del Trigo en la Última Década. M. Cristini. Septiembre 1983.
8. Determinantes de la Oferta de Trabajo en Buenos Aires. J. L. Bour. Enero 1984.
9. El Ciclo Ganadero. La Evidencia Empírica 1982-84 y su Incorporación a un Modelo de Comportamiento. M. Cristini. Noviembre 1984.
10. El Impuesto a la Tierra, las Retenciones y sus Efectos en la Producción Actual y la Futura. M. Cristini, N. Susmel y E. Szewach. Octubre 1985.
11. El Impuesto a la Tierra: una Discusión de sus Efectos Económicos para el Caso Argentino. M. Cristini y O. Chisari. Abril 1986.
12. La Demanda de Carne Vacuna en la Argentina: Determinantes y Estimaciones. M. Cristini. Noviembre 1986.
13. Las Encuestas de Coyuntura de FIEL como Predictores del Nivel de Actividad en el Corto Plazo. M. Cristini e Isidro Soloaga. Noviembre 1986.
14. La Política Agropecuaria Común (PAC): Causas de su Permanencia y Perspectivas Futuras. M. Cristini. Julio 1987.
15. Informe OKITA: Un Análisis Crítico. D. Artana, J. L. Bour, N. Susmel y E. Szewach. Diciembre 1987.
16. Regulación y Desregulación: Teoría y Evidencia Empírica. D. Artana y E. Szewach. Marzo 1988.

17. Sistema de Atención Médica en la Argentina: Propuesta para su Reforma. M. Panadeiros. Mayo 1988.
18. Investigaciones Antidumping y Compensatorias contra los Países Latinoamericanos Altamente Endeudados. J. Nogués. Agosto 1988.
19. Aspectos Dinámicos del Funcionamiento del Mercado de Tierras: El Caso Argentino. M. Cristini, O. Chisari. Noviembre 1988.
20. Incidencia de los Impuestos Indirectos en el Gasto de las Familias. J. L. Bour, J. Sereno, N. Susmel. Enero 1989.
21. Inversión en Educación Universitaria en Argentina. J. L. Bour, M. Echart. Junio 1989.
22. La Promoción a la Informática en la Argentina. D. Artana, M. Salinardi. Septiembre 1989.
23. Principales Características de las Exportaciones Industriales en la Argentina. C. Canis, C. Golonbek, I. Soloaga. Diciembre 1989.
24. Efectos de un Esquema de Apertura Económica sobre la Calidad de Bienes Producidos Localmente. C. Canis, C. Golonbek, I. Soloaga. Marzo 1990.
25. Evolución de las Cotizaciones Accionarias en el Largo Plazo. C. Miteff. Julio 1990.
26. Algunas Consideraciones sobre el Endeudamiento y la Solvencia del SPA. D. Artana, O. Libonatti, C. Rivas. Noviembre 1990.
27. La Comercialización de Granos. Análisis del Mercado Argentino. D. Artana, M. Cristini, J. Delgado. Diciembre 1990.
28. Propuesta de Reforma de la Carta Orgánica del Banco Central. J. Piekarz, E. Szewach. Marzo 1991.
29. El Sistema de Obras Sociales en la Argentina: Diagnóstico y Propuesta de Reforma. M. Panadeiros. Agosto 1991.
30. Reforma de la Caja de Jubilaciones y Pensiones de la Provincia de Mendoza. M. Cristini, J. Delgado. Octubre 1991.
31. Los Acuerdos Regionales en los 90: Un Estudio Comparado de la CE92, el NAFTA y el MERCOSUR. M. Cristini, N. Balzarotti. Diciembre 1991.
32. Costos Laborales en el MERCOSUR: Legislación Comparada. J. L. Bour, N. Susmel, C. Bagolini, M. Echart. Abril 1992.

33. El sistema Agro-Alimentario y el Mercado de la CE. M. Cristini. Junio 1992.
34. Gasto Público Social: El Sistema de Salud. M. Panadeiros. Setiembre 1992.
35. Costos Laborales en el MERCOSUR: Comparación de los Costos Laborales Directos. J. L. Bour, N. Susmel, C. Bagolini, M. Echart. Diciembre 1992.
36. El Arancel Externo Común (AEC) del MERCOSUR: los conflictos. M. Cristini, N. Balzarotti. Febrero 1993.
37. Encuesta sobre Inversión en la Industria Manufacturera. M. Lurati. Julio 1993.
38. La Descentralización de la Educación Superior: Elementos de un Programa de Reforma. Agosto 1993.
39. Financiamiento de la Inversión Privada en Sectores de Infraestructura. FIEL/BANCO MUNDIAL. Diciembre de 1993.
40. La Experiencia del Asia Oriental. FIEL/BANCO MUNDIAL. Marzo de 1994.
41. Reforma Previsional y Opción de Reparto-Capitalización. José Delgado. Junio 1994
42. Fiscal Decentralization: Some Lessons for Latin America. D. Artana, R. López Murphy. Octubre 1994.
43. Defensa del Consumidor. D. Artana. Diciembre 1994.
44. Defensa de la Competencia. D. Artana. Marzo 1995.
45. Encuesta sobre Inversión en la Industria Manufacturera (2da. parte). M. Lurati. Setiembre 1995.
46. Precios y Márgenes del Gas Natural: Algunas Observaciones Comparativas. F. Navajas. Octubre 1995.
47. Las PYMES en la Argentina. M. Cristini. Diciembre 1995.
48. El Relanceo de las Tarifas Telefónicas en la Argentina. D. Artana, R. L. Murphy, F. Navajas y S. Urbiztondo. Diciembre 1995.
49. Una Propuesta de Tarificación Vial para el Area Metropolitana. O. Libonatti, R. Moya y M. Salinardi. Setiembre 1996.
50. Mercado Laboral e Instituciones: Lecciones a partir del Caso de Chile. Ricardo Paredes M. Diciembre 1996.

51. Determinantes del Ahorro Interno: El Caso Argentino. R. López Murphy, F. Navajas, S. Urbiztondo y C. Moskovits. Diciembre 1996.
52. Las Estadísticas Laborales. Juan L. Bour y Nuria Susmel. Junio 1997.
53. Decentralisation, Inter-Governmental Fiscal Relations and Macroeconomic Governance. The Case of Argentina. Ricardo L. Murphy and C. Moskovits. Agosto 1997.
54. Competencia Desleal en el Comercio Minorista. Experiencia para el Caso Argentino. D. Artana y F. Navajas. Agosto 1997.
55. Modernización del Comercio Minorista en la Argentina: El Rol de los Supermercados. D. Artana, M. Cristini, R. Moya, M. Panadeiros. Setiembre 1997.
56. La Deuda Pública Argentina: 1990-1997. C. Dal Din y N. López Isnardi. Junio 1998.
57. Regulaciones a los Supermercados. D. Artana y M. Panadeiros. Julio 1998.
58. Desarrollos Recientes en las Finanzas de los Gobiernos Locales en Argentina. R. López Murphy y C. Moskovits. Noviembre 1998.
59. Aspectos Financieros de Tipos de Cambio y Monetarios del Mercosur. Diciembre 1998.
60. El Problema del Año 2000. Implicancias Económicas Potenciales. E. Bour. Marzo 1999.
61. El Crédito para las Microempresas: Una Propuesta de Institucionalización para la Argentina: M. Cristini y R. Moya. Agosto 1999.
62. El Control Aduanero en una Economía Abierta: El Caso del Programa de Inspección de Preembarque en la Argentina. M. Cristini y R. Moya. Agosto 1999.
63. La Integración Mercosur-Unión Europea: La Óptica de los Negocios. M. Cristini y M. Panadeiros. Diciembre 1999.
64. La Apertura Financiera Argentina de los '90. Una Visión Complementaria de la Balanza de Pagos. Claudio Dal Din . Junio 2000.
65. Hacia un Programa de Obras Públicas Ampliado: Beneficios y Requisitos Fiscales. S. Auguste, M. Cristini y C. Moskovits. Setiembre 2000.
66. Una Educación para el Siglo XXI. La Evaluación de la Calidad de la Educación. G. Cousinet. Noviembre 2000.
67. Una Educación para el Siglo XXI. La Práctica de la Evaluación de la Calidad de la Educación. Experiencia Argentina e Internacional. M. Nicholson. Diciembre 2000.

68. Microeconometric Decompositions of Aggregate Variables. An Application to Labor Informality in Argentina. L. Gasparini. Marzo 2001.
69. Apertura Comercial en el Sector Informático. P. Acosta y M. Cristini. Junio 2001.
70. Reseña: Índice de Producción Industrial y sus Ciclos. Lindor Esteban Martin Lucero. Agosto 2001.
71. El Agro y el País: Una Estrategia para el Futuro. Octubre 2001.
72. Seguridad Social y Competitividad: El Caso del Sistema de Salud. M. Panadeiros. Marzo 2002.
73. Estructuras Tarifarias Bajo Estrés. F. Navajas. Setiembre 2002.
74. Nuevas Estrategias Competitivas en la Industria Farmacéutica Argentina y Reconocimiento de la Propiedad Intelectual. M. Panadeiros. Octubre 2002.
75. Infraestructura y Costos de Logística en la Argentina. M. Cristini, R.Moya y G. Bermúdez. Noviembre 2002.
76. Productividad y Crecimiento de las PYMES: La Evidencia Argentina en los 90. M. Cristini, P. Costa y N. Susmel. Mayo 2003.
77. Renegotiation with Public Utilities in Argentina: Analysis and Proposal. S. Urbiztondo. Octubre 2003.
78. Cables Suelos: La Transmisión en la Provincia de Buenos Aires (Comedia) E. Bour y Carlos A. Carman. Noviembre 2003.
79. Educación Universitaria. Aportes para el Debate acerca de su Efectividad y Equidad. M. Echart. Diciembre 2003.
80. Las PyMES Argentinas: Ambiente de Negocios y Crecimiento Exportador. M. Cristini y G. Bermúdez. Junio 2004.
81. Las Nueva China Cambia al Mundo. M. Cristini y G. Bermúdez. Septiembre 2004.
82. La Anatomía Simple de la Crisis Energética en la Argentina. F. Navajas y W. Cont. Septiembre 2004.
83. Proyecto Mundial de Internet: El Capítulo Argentino. FIEL e Instituto de Economía Aplicada (Fundación Banco Empresario de Tucumán). Noviembre 2004.
84. Transparencia, Confidencialidad y Competencia: Un Análisis Económico de las Reformas Actuales en el Mercado de Gas Natural Argentino. S. Urbiztondo, FIEL. Agosto 2005.

ESTAS EMPRESAS CREEN EN LA IMPORTANCIA DE LA INVESTIGACIÓN ECONÓMICA PRIVADA EN LA ARGENTINA

**ACARA-Asoc. de Conces. de Autom. de
la Rep. Arg.**

Aga S.A.

Amarilla Gas S.A.

American Express Argentina S.A.

Aseg. de Caucciones S.A. Cía. Seg.

Aseg. de Créditos y Garantías

Asoc. Argentina de Cías. de Seguros

Asoc. Bancos de la Argentina –ABA

Automóvil Club Argentino

Banca Nazionale del Lavoro S.A.

Banco CMF S.A.

Banco COMAFI

Banco Galicia

Banco del Chubut

Banco Europeo para América Latina

Banco Patagonia-Sudameris S.A.

Banco Río

Banco Sáenz S.A.

BankBoston

Banco Macro -Bansud S.A.

Bayer S.A.

BBV Banco Francés

BNP Paribas

Bodegas Chandon S.A.

Bolsa de Cereales de Buenos Aires

Bolsa de Comercio de Bs.As.

Booz Allen & Hamilton de Arg. S.A.

Bunge Argentina S.A.

C&A Argentina SCS

Cablevisión S.A.

Caja de Seguro S.A.

Cámara Argentina de Comercio

Cámara de Comercio e Industria

Franco Argentina

Cámara de Frigoríficos de Argentina

Camuzzi Argentina

Cargill S.A.C.I.

Carrefour Argentina S.A.

Cencosud S.A.

Central Puerto S.A.

Cepas Argentinas S.A.

Cervecería y Maltería Quilmes

Citibank, N.A.

CMS Operating S.A.

Coca Cola de Argentina S.A.

Coca Cola FEMSA de Buenos Aires

COPAL

Corsiglia y Cía. Soc. de Bolsa S.A.

CTI Compañía de Teléfonos del

Interior S.A.

Daimler Chrysler

Direct TV

Droguería Del Sud

Du Pont Argentina S.A.

EDENOR S.A.

Editorial Atlántida S.A.

Esso S.A. Petrolera Argentina

Estudio Glibota Mac Loughlin y Asoc.

F.V.S.A.

Falabella S.A.

Farmanet S.A.

Ford Argentina S.A.

Fratelli Branca Dest. S.A.

Gas Natural Ban S.A.

Grupo Danone

Grimoldi S.A.

Hewlett Packard Argentina S.A.

IBM Argentina S.A.

Industrias Metalúrgicas Pescarmona

Internet Securities Argentina SRL.

IRSA

ESTAS EMPRESAS CREEN EN LA IMPORTANCIA DE LA INVESTIGACIÓN ECONÓMICA PRIVADA EN LA ARGENTINA

Javicho S.A.
Johnson Diversey de Argentina S.A.
José Cartellone Const. Civiles S.A.
JP Morgan Chase

La Holando Sudamericana
Loma Negra C.I.A.S.A.
Luncheon Tickets S.A.

Marby S.A.
Massalin Particulares S.A.
Mastellone Hnos. S..
Medicus A. de Asistencia Médica y Científica
Mercado Abierto Electrónico S.A.
Mercado de Valores de Bs. As.
Merchant Bankers Asociados
Metrogas S.A.
Murchison S.A. Estib. y Cargas

Nike Argentina S.A:
Nobleza Piccardo S.A.I.C.F.
Novartis
Nuevo Banco Bisel S.A.

OCA S.A.
Organización Techint
Orígenes AFJP S.A.
Orlando y Cía. Sociedad de Bolsa

Pan American Energy LLC
PBBPolisur S.A.
Petrobras Energía S.A.
Philips Argentina S.A.
Pirelli Energía Cables y Sist. de Arg. SA.
Pirelle Neumáticos SAIC.

Repsol-YPF S.A.
Roggio S.A.

S.A.C.E.I.F. Louis Dreyfus y Cía. Ltda.
San Jorge Emprendimientos S.A.
SC Johnson & Son de Arg. S.A.
SanCor Coop. Unidas Ltda.
Sealed Air Argentina S.A.
Sempra Energy International Argentina
Shell C.A.P.S.A.
Siembra AFJP
Siemens S.A.
Sociedad Comercial del Plata S.A.
Sociedad Rural Argentina
Swift Armour S.A. Argentina

Telecom Argentina
Telecom Italia S.P.A. Sucursal Argentina
Telefónica de Argentina
Total Austral
Transportadora de Gas del Norte SA

Unilever de Argentina S.A.
Unión de Administradoras de Fondos, Jubilaciones y Pensiones

Vidriería Argentina S.A.