

MISIÓN DE SERVICIOS PÚBLICOS

FEDESARROLLO

“AL RESCATE DE LA REFORMA ELÉCTRICA DE 1994”

ESTUDIO SECTORIAL SOBRE EL SECTOR ELÉCTRICO DE COLOMBIA

Informe Final, versión 24 de Agosto, 2004

Investigadores:

Santiago Urbiztondo
Juan Manuel Rojas
Carmenza Chahín

Investigador Asistente:

Arturo Harker

Agosto de 2004

Índice

I. Introducción	4
II. Caracterización de la reforma del sector eléctrico de Colombia	10
II.1 El sector eléctrico colombiano antes de la reforma	11
II.2 La reforma	11
a) Aspectos centrales	11
b) Diseño institucional básico a nivel del gobierno nacional	13
c) Distribución de Competencias por Jurisdicción	16
II.3 Fallas estructurales de la reforma	18
a) Falta de consolidación de las instituciones regulatorias y de control en sus roles respectivos	18
b) Los riesgos que emergen del conflicto de interés del Gobierno en su calidad de productor, regulador y controlador del sector eléctrico	24
c) Fallas en la regulación de origen: permisividad a la integración vertical y sus efectos sobre la estructura de la industria	28
III. Evaluación del cumplimiento de las metas propuestas	35
III.1 Resultados en materia fiscal	36
a) Impacto sobre el balance fiscal del SPNF del Estado Empresario	36
b) Contribución al Déficit Público por parte de cada una de las Empresas	43
c) Los Ingresos por las privatizaciones	48
d) Impacto sobre el balance fiscal del GNC de los subsidios y fondos especiales	50
III.2 Resultados en materia tarifaria	55
a) Estructuras tarifarias	55
b) Evolución de las tarifas	57
c) Evolución de costos de las empresas eléctricas colombianas	65
d) Otros indicadores de desempeño	71
IV. Rentabilidad y riesgos en el sector eléctrico	88
IV.1 Rendimiento y rentabilidad de la industria 1998-2003	89

IV.2 Los riesgos que afectan a la industria eléctrica	97
a) Los riesgos sistémicos.....	98
b) Los riesgos intrínsecos a cada sector	102
c) Comentario sobre los “otros” riesgos generados por el conflicto armado .	109
V. Las fallas de la regulación secundaria	117
V.1. Las regulaciones en el mercado de generación	117
a) Resolución 116 de 1996 (Cargo por Capacidad).....	118
b) Resolución 018 de 1998 (Mínimos Operativos)	122
c) Resolución 217 de 1997 (Estatuto de Racionamiento)	123
d) Resolución 025 de 1995 (Código de Redes ó Reglamento de Operación)	125
e) Resolución 034 de 2001 (Intervención Mercado de Generación de Seguridad).....	125
f) Resolución 004 de 2003 (Intercambios Internacionales de Electricidad) .	126
V.2. Las regulaciones en el mercado de la Transmisión	128
a) Resoluciones 022 y 085 de 2002 (Procesos de Convocatoria para Expansión)	128
V.3. Las regulaciones en el mercado de distribución	130
a) Resolución 082 de 2002 (Remuneración de la Infraestructura de Distribución).....	131
b) Resolución 122 de 2003 (Bypass de los Sistemas de Transporte).....	132
V.4. Las regulaciones en el mercado de la Comercialización.....	134
a) Resolución 031 de 1997 (Costos de Prestación del Servicio)	134
V.5. Ley 812 del Plan Nacional de Desarrollo: Comentarios sobre la legislación aplicable al Sector Eléctrico de Colombia	135
VI. Comentarios generales y conclusiones.....	139

“Al rescate de la reforma eléctrica de 1994”

I. Introducción

A partir del año 1994 –con la aprobación por el Congreso de la República de las Leyes 142 de Servicios Públicos y la Ley 143 Eléctrica–, la organización del mercado eléctrico colombiano se modificó radicalmente. En pocos años se pasó 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 creando instituciones regulatorias que tomarían cuenta de estos últimos. Se procuró de esta manera dejar atrás los incentivos perversos para los agentes del sector resultantes de la confusión de roles del Estado como diseñador de políticas, regulador y productor, que llevaron a un manejo ineficiente de las empresas públicas y del sector energético en su conjunto, y al mismo tiempo resolver restricciones de acceso al financiamiento necesario para ampliar la cobertura del servicio y mejorar su calidad y precios.

Los resultados de esta reforma permitieron varios logros –en términos de ingresos fiscales y alivio de restricciones financieras para realizar inversiones necesarias, mejoras en la calidad del servicio, cobertura, transparencia y razonabilidad de la estructura tarifaria–, aunque sin claros beneficios en términos de menores precios para el conjunto de los usuarios, particularmente los residenciales de menor consumo. Desde otra perspectiva, aún dentro de un cambio de paradigma que merece juzgarse positivamente en términos globales, el fuerte ímpetu inicial fue cediendo y la secuencia inicialmente prevista para completar la reforma en su conjunto se fue demorando, provocando –junto con algunas dimensiones defectuosas en el diseño previsto– resultados insatisfactorios en distintos aspectos.

En efecto, hasta el año 2002 inclusive la situación financiera de muchas empresas de distribución (tanto públicas como privadas) ha sido crítica, verificándose además dificultades en la operación del Mercado Mayorista de Electricidad (MEM), una creciente crisis de legitimidad y credibilidad de las instituciones reguladoras, problemas derivados de una prolongada recesión económica y del deterioro de la seguridad pública, etc., todos elementos que en conjunto confluyeron a debilitar fuertemente los incentivos para la inversión privada, generando señales de alerta sobre la necesidad de completar y perfeccionar la reforma iniciada en 1994.

Durante los años 2002 y 2003 la situación de las distribuidoras eléctricas ha mejorado como resultado principalmente de un importante incremento tarifario (en

torno al 13% en términos reales respecto del año 2001 para el conjunto de usuarios, producto de un aumento del 32% para los residenciales y una reducción del 13% en el caso de los usuarios no residenciales), lo cual debe entenderse como una corrección necesaria que evita la profundización de males mayores (como la inviabilidad y quiebra generalizada de operadores, implicando a mediano plazo una reversión de la reforma ya que muy probablemente el Estado terminaría afrontando las pérdidas y retomando la prestación del servicio), pero que al mismo tiempo requiere asegurar que en adelante se logren reducciones de costos y mayores eficiencias que generen beneficios más palpables para el conjunto de la población.

Lamentablemente, a excepción de esta recomposición tarifaria en 2002 y 2003, el cambio de dirección que se vislumbra a partir de algunos proyectos y medidas oficiales recientes sería en gran medida un retroceso, ya que por medio de los mismos se acentuaría la participación del Estado en su rol de productor (vía proyectos de obras hidroeléctricas), se limitaría fuertemente la competencia en la comercialización, se restringirían las señales de precios, etc. En otras palabras, se trataría del inicio –consciente o no– de una “contra-reforma silenciosa”, en la cual no se negarían explícitamente –pero sí de hecho– varios de los principios que guiaron la reforma de 1994 (incluidos en la propia Constitución de 1991).

Sin embargo, tal retroceso no está definido aún. Por ende, resulta factible y deseable que una correcta comprensión de cuáles fueron los logros y los defectos en la implementación de la reforma del sector eléctrico iniciada en 1994, conjuntamente con una correcta y viable prescripción de adaptaciones regulatorias e institucionales que permitan superar los problemas centrales detectados, conlleven a las autoridades del gobierno de Colombia a restablecer la fe en las bondades potenciales de dicha reforma, corregir sus aspectos inconclusos, y a partir de ello recuperar la confianza del conjunto de la población en igual sentido. 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 del siguiente tipo: se teme el cese de inversiones privadas, se anuncian inversiones públicas y otras restricciones a las señales de mercado, y por ende finalmente no aparecen las inversiones privadas, justificando la contra-reforma...

Al respecto, si bien algunos de los factores que han limitado los resultados alcanzados a partir de la reforma son externos (o exógenos) 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. En efecto, entre estos últimos se destacan la aún significativa participación del Estado como proveedor de servicios (con “amenazas” de ser todavía mayor en el futuro), la importante aunque desigual integración vertical entre los distintos segmentos del mercado (generación, transmisión, distribución y comercialización), la adecuación de normas regulatorias y retraso en la implementación de salvaguardas competitivas (desregulación de segmentos potencialmente competitivos, quiebra y reemplazo de empresas ineficientes que se tornan insolventes, etc.) a las necesidades de algunas empresas públicas, la confusión de roles regulatorios, de control y de defensa de la competencia entre nuevos organismos reguladores que a su vez no fueron dotados de suficiente autonomía e independencia del poder político de turno, y las restricciones regulatorias –al menos parcialmente resueltas entre 2002 y 2003– a que los precios reflejen mejor los costos efectivos de los servicios (aún aceptando que resultan razonables los subsidios cruzados pero explícitos existentes a favor de los usuarios residenciales de estratos bajos) tanto a nivel mayorista como en el componente de transporte y distribución (en este último caso, en función de haberse eliminado los cargos fijos desde el año 2001 para los estratos 1, 2 y 3 de los usuarios residenciales, y haberse prohibido el aumento tarifario real de los estratos 1 y 2 desde 2004).

Idealmente, siguiendo las recomendaciones de reformas generalmente reconocidas al presente como “mejores prácticas internacionales”, la reforma colombiana debía clarificar los roles del sector público y el sector privado en beneficio de los usuarios del servicio, permitiendo y propiciando la competencia cuando ésta fuera posible, y regulando eficientemente las actividades naturalmente monopólicas (como el transporte y la distribución de electricidad). Para ello debían construirse instituciones regulatorias y de control técnicas y transparentes (para que por esa vía fuesen suficientemente “independientes” de presiones políticas y de distintos intereses privados –*lobbies*– obvios y legítimos) de forma tal que los inversionistas estuviesen a resguardo de intervenciones oportunistas del gobierno y los beneficios de la mejor organización y menores costos revirtiesen en el mediano y largo plazo a los consumidores.

En ese sentido, si bien la reforma Colombiana se benefició de la experiencia pionera de otras regiones, la instrumentación doméstica debió enfrentar condiciones bien diferentes a las de los países modelo (fundamentalmente, la concentración de cerca del 50% del consumo en tres empresas municipales que no se encontraban bajo la jurisdicción directa del Gobierno Nacional, la pugna entre regiones por obtener transferencias del Presupuesto Nacional, un sistema interconectado dominado por la generación hidroeléctrica, y un sistema de tarifas para servicios públicos financieramente deficitario y dominado por los subsidios cruzados), lo cual requería

soluciones parcialmente distintas y dificultaba a su vez la adopción de algunos de los remedios más apropiados.

Por otra parte, en los últimos años se han verificado crisis energéticas en el contexto de sectores eléctricos reformados básicamente bajo los mismos principios que el colombiano, lo cual ha dado lugar a interpretaciones diversas sobre “el agotamiento del modelo neoliberal”. En efecto, las recientes crisis eléctricas de California (2000), Brasil (2001) y Argentina (2004) han generado un amplio espacio para el surgimiento de fuertes críticas y dudas sobre las bondades del modelo competitivo en el área energética, y han propiciado el surgimiento de propuestas más o menos explícitas tendientes a regresar a un modelo estatista (cuanto menos en la forma de una mayor participación regulatoria directa y coercitiva, sino empresarial, por parte del Estado).

Aún cuando la explicación correcta de estas crisis fuese precisamente que las reformas fueron defectuosas en aplicar los principios rectores básicos (rigidez de precios finales que eliminan las señales que deben recibir oferentes y consumidores para precisamente evitar las crisis), no debe dejar de reconocerse que la mejor propaganda para el retroceso hacia los modelos estatistas es precisamente una reforma pro-mercado defectuosa que resulte insostenible y conduzca más tarde o más temprano a una crisis energética. Por ello, un correcto diagnóstico de estas crisis observadas luego de reformas pro-mercado resulta central.

En ese sentido, pueden citarse dos tipos de explicaciones alternativas para las mismas. Por un lado, siguiendo a Ayala y Millán (2002), el problema reside en las dificultades de los países en desarrollo para adoptar las instituciones que han resultado exitosas en países desarrollados debido a la falta de una compatibilidad adecuada con el resto de las instituciones, tanto formales como informales, existentes en el país.¹

Por otro lado, una segunda explicación es que tales fracasos obedecieron a distintas dificultades en la instrumentación de los principios básicos que las sustentaban y que se esgrimían en su defensa, ya fuese evitando que los precios reflejaran costos en distintos segmentos del mercado, manteniendo distorsiones regulatorias y malas señales por el retiro sólo parcial del Estado como proveedor, etc. Según esta segunda hipótesis, las crisis energéticas no son exclusivas de países institucionalmente débiles sino que también pueden ocurrir en contextos mucho

¹ Ayala, U. y J. Ayala: “La sostenibilidad de las reformas en el sector eléctrico”, Fedesarrollo, 2002. Estos autores analizan en particular la racionalidad de la reforma, sus objetivos, las medidas adoptadas, la estrategia de implantación y los supuestos implícitos de la misma para relacionarla con las restricciones institucionales, técnicas y de economía política más relevantes.

más sólidos. Se trataría en este caso mucho más de crisis evitables que intrínsecas al acervo de instituciones de cada país (aunque los problemas institucionales podrían favorecer errores de instrumentación), y en ese sentido esta hipótesis resulta consistente con la existencia de una crisis post-reforma también en California (además de Brasil y Argentina). En efecto, el análisis de las causas de dichas crisis indica fallas de diseño centrales técnicamente obvias y fácilmente evitables.²

Dentro del primer enfoque, los problemas de diseño se explicarían por restricciones de economía política que obligan a sacrificar la consistencia de la reforma debido a la falta de armonía entre el modelo propuesto y el acervo institucional del país. Dentro del segundo enfoque, las presiones de la economía política pueden ser de tal magnitud que la “no reforma” es la medida más apropiada, pero una vez que se ha avanzado hacia una reforma imperfecta (habiendo así transitado la porción políticamente más difícil de la reforma), la política más adecuada es continuar la búsqueda de correcciones institucionales y de diseño estructural que “rescaten” la reforma pretendida inicialmente por medio de la purificación de su implementación.

La tesis que se plantea en este documento es que las limitaciones institucionales, técnicas y de economía política que marcaron el diseño e implementación posterior de la reforma del sector eléctrico de Colombia desembocaron en “una reforma a mitad de camino” en distintos sentidos, y que el riesgo de fracasos (energéticos o fiscales) asociados a la misma es en consecuencia muy elevado (los casos de California, Brasil y Argentina lo atestiguan), debiendo por ende proceder rápidamente a su corrección. Sin dudas, tal corrección requiere superar las restricciones de la economía política e institucionales que limitaron las bondades de la reforma inicialmente y durante su ejecución, las que actualmente podrían a priori parecer tan o más operativas que entonces, pero cuya superación hoy es mucho mejor ponderada al observar las consecuencias de no hacerlo.

En cualquier caso, el objetivo central en este trabajo es describir y evaluar críticamente los aspectos y resultados centrales de la reforma eléctrica en Colombia, entendiendo que tal diagnóstico es el punto de partida necesario para avanzar hacia

² *Distintos análisis de las crisis energéticas de California en el año 2000 y de Argentina en 2004 que sustentan este diagnóstico. Asimismo, la crisis energética de Brasil ha sido descrita por distintos analistas como resultante de demoras en su instrumentación que desalentaron las inversiones en generación (en particular, la inversión privada en generación no resultó atractiva por la activa participación del sector público y las preferencias que se anticipaban para éste al no haberse constituido el mercado mayorista, desembocando en una crisis de oferta hacia mediados del año 2001). Puede consultarse por ejemplo un artículo de Rafael Ariztía y David Watts: “Las crisis eléctricas de California, Brasil y Chile: lecciones para el mercado chileno”, Serie Informe Económico No. 129, Libertad y Desarrollo, Chile, Junio de 2002.*

una organización sectorial más práctica y útil, adoptando los cambios institucionales y regulatorios que sean necesarios a tal fin.

En ese sentido, la solución de los defectos de la reforma inconclusa en el sector eléctrico de Colombia seguramente debe procurar imponer cambios mínimos pero centrales y consistentes en lo posible con ciertos elementos de la economía política del país, pero sin dudas requiere en primera instancia contar con un convencimiento por parte de las autoridades del gobierno (tanto en el ámbito del Poder Ejecutivo como en el Congreso) sobre el diagnóstico desarrollado aquí, y también contar con la voluntad del gobierno para enfrentar dificultades políticas de corto plazo en pos de evitar males mayores en el futuro.

Además de esta introducción, este informe está dividido en cinco secciones adicionales. En la segunda sección se presenta una caracterización de la reforma del sector eléctrico de Colombia en la que se hace énfasis en las reformas a nivel institucional, presentando la estructura jurisdiccional del sector, identificando las responsabilidades a nivel nacional, departamental y municipal, y evaluando cómo la estructura actual de la industria, en sus distintos segmentos, puede afectar la profundización de la reforma. En la tercera sección se realiza una evaluación preliminar del cumplimiento de las metas propuestas desde el punto de vista fiscal, tarifario, de calidad, cobertura y de inversiones según la información disponible. En la cuarta sección se hace una evaluación preliminar de los riesgos no controlables por los agentes que están afectando a la industria, su desempeño económico y el nivel de inversión en la misma. En la quinta sección se analizan distintas regulaciones específicas (secundarias), incluyendo distintas resoluciones de la CREG, y la Ley 812 del Plan Nacional de Desarrollo 2003. En la sexta y última sección se presentan las conclusiones y recomendaciones preliminares de este trabajo.

Debe destacarse que este informe –que extiende el presentado el 31 de Mayo e incorpora comentarios y nuevas fuentes de información obtenidas luego del seminario llevado a cabo en Bogotá el 7 de Julio– es aún preliminar, quedando pendientes ajustes en respuesta a observaciones y sugerencias subsistentes por parte de Fedesarrollo y quien éste determine.

Igualmente, corresponde reconocer y agradecer el esfuerzo de la CREG y la SSPD para revisar algunas de sus series estadísticas y completar otras solicitadas por este informe, lo cual por otra parte ha significado que sólo recientemente fue posible consultar información más confiable que la publicada por estos organismos regulatorios hasta el mes de Julio del corriente año.

II. Caracterización de la reforma del sector eléctrico de Colombia

La reforma constitucional de 1991 posibilitó una transformación radical del sector eléctrico colombiano. De un esquema planificado ex-ante y administrado por técnicos pero cuyo control residual estaba en manos de intereses parlamentarios, se inició el paso en 1995 a un esquema de libre entrada de agentes, la conformación de una Comisión de Regulación, un mercado competitivo en el segmento contestable del negocio (generación), y la regulación de los segmentos no contestables (transmisión y distribución). El nuevo orden comenzó su funcionamiento con un sector en manos públicas (en su mayoría del orden local o regional), que empezó a ser privatizado a través –inicialmente varias empresas de generación y luego también de distribución–.

Con la adopción del nuevo modelo de desarrollo para el sector se buscaba liberarse del círculo vicioso en que se encontraba el sector, separando los papeles del Estado como trazador de políticas, regulador y empresario. En particular la reforma buscaba que el sector privado cargara inicialmente con el peso de la inversión en generación que era la necesidad más apremiante –logrando al mismo tiempo mayor eficiencia en un contexto más competitivo–, dejando para más tarde la privatización de la distribución, controlada por intereses políticos locales aunque su propiedad estuviera en manos de la Nación, a la espera de una coyuntura política favorable.

Mientras tanto, se supuso que la gestión de las distribuidoras estatales podría mejorarse mediante el establecimiento de Convenios de Desempeño supervisados por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), y que el establecimiento de este Ente supervisor complementado con la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) podría fomentar la competencia y regular los segmentos naturalmente monopolísticos sin mayores problemas.

Sin embargo, varios de estos supuestos no se cumplieron. Por un lado y como se verá más adelante, la herencia institucional del país, el poder regional y la heterogeneidad de agentes operando en el mercado eléctrico mayorista demoraron la secuencia de reformas inicialmente planteada. Por otro lado, debido a un diseño defectuoso principalmente, las instituciones regulatorias creadas tampoco se consolidaron suficientemente en sus respectivos roles. El objetivo de esta sección es evaluar cuáles fueron las fallas en el origen de las reformas en el plano institucional, principalmente en la regulación de origen, e identificar cómo esas fallas han demorado y dificultado la profundización de la reforma.

II.1 El sector eléctrico colombiano antes de la reforma

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 (Generación, Transmisión, Distribución y 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), empresa donde se planteaban las propuestas de desarrollo sectorial que luego eran adoptadas por el Gobierno Nacional. La capacidad de ejecución de proyectos de inversión de estas empresas dependía de la obtención de fuentes de financiamiento y del respaldo de estos empréstitos por parte de la Nación.

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 de 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).

II.2 La reforma

a) Aspectos centrales

Con la expedición de la Constitución Política de 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 los inversionistas privados. En la Constitución de 1991 se estableció como principio básico para el logro de la eficiencia en los servicios públicos la introducción de

competencia donde fuera posible y la libre entrada a todo agente que estuviera interesado en prestarlos.

Así, a partir de 1991 el sector eléctrico pasó de ser una actividad dominada casi en su totalidad por el sector público -con una orientación centralista e intervencionista- a ser una actividad regida por principios de mercado y con una fuerte participación privada.

Como se indicó el racionamiento de energía llevó al Gobierno, haciendo uso del “Estado de Emergencia Económica” previsto por la Constitución, a la expedición del Decreto-Ley 700 de 1992. Este Decreto, entre otras decisiones, fijó normas para la entrada de inversionistas privados en el negocio de generación y facultó al Gobierno para tomar decisiones sobre construcción de nuevas plantas de generación y el otorgamiento de las garantías respectivas. Lo anterior requirió de un marco legal más desarrollado para empresas públicas y privadas, en el que se definiera con mayor precisión la separación de poderes y funciones públicas (Política, regulación, Control y Vigilancia, Propiedad y Administración).

Posteriormente, en el mes de Julio de 1994 el Congreso de la República aprobó un nuevo marco legal para el sector mediante la expedición de dos leyes: La Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142 de 1994) y la Ley Eléctrica (Ley 143 de 1994).

La primera de estas leyes establece los criterios generales y las políticas que rigen la prestación de los servicios públicos en el país. Se establece como funciones primordiales del Estado en lo relativo a estos servicios, el ejercicio de la Regulación y la Vigilancia y Control. Con este fin se crea un organismo regulador, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), y se crea un organismo de control, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

La segunda de las leyes, la Ley 143, reafirma 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 de la industria. En ella la industria eléctrica se dividió en cuatro actividades: Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización. Cada actividad fue definida como un negocio enmarcado en una regulación específica. Se estableció como regla la introducción de competencia donde fuera posible y la regulación de las actividades monopolísticas.

Es así como se definieron como competitivos, o potencialmente competitivos, los segmentos de Generación y Comercialización, mientras que las actividades de Transmisión y Distribución son tratadas como monopolios sujetos de regulación.

Como es obvio, la promulgación del nuevo marco legal tuvo efectos sobre la estructura institucional de la industria, afectando las competencias por jurisdicción y dividiendo, o reasignando responsabilidades entre los distintos estamentos.

b) Diseño institucional básico a nivel del gobierno nacional³

Las responsabilidades en materia de política, regulación económica, regulación ambiental y vigilancia y control quedaron en el ámbito nacional con las siguientes competencias:

Políticas Sectoriales

A nivel del Ejecutivo, el Ministerio de Minas y Energía (MME) establece las políticas energéticas nacionales, define los criterios de aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y alternativas, promoviendo el desarrollo de las fuentes existentes y el uso racional de la energía por parte de los usuarios.

Para estas definiciones el Ministerio dispone de distintos instrumentos: i) puede sentar las bases de políticas a través de documentos presentados ante el Consejo Nacional de Política Económica y Social (Conpes), a través del Departamento Nacional de Planeación (DNP); ii) puede implementar políticas por medio de decretos ejecutivos; y iii) puede presentar proyectos de ley ante el Congreso de la República.

Debe resaltarse el rol que juega el Departamento Nacional de Planeación y su Dirección de Energía dentro de la Unidad de Infraestructura. En la práctica, el MME trabaja conjuntamente con el DNP en la elaboración de las políticas para el sector, siendo el DNP un elemento clave para la continuidad de programas y políticas cuando se dan cambios administrativos dentro del MME.

En materia de planeación del sector, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), bajo la jurisdicción del MME, 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.

³ *Rojas y Chahín (2004), analizan también las atribuciones de los niveles de gobierno departamental y municipal.*

Regulación Económica

El organismo regulador es la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). La CREG fue concebida en las leyes con las siguientes atribuciones: i) adoptar la liberación gradual del mercado hacia la libre competencia; ii) definir los reglamentos para la planificación y la operación del sistema; y iii) definir y fijar las tarifas aplicables a los usuarios finales regulados.

El MME preside la Comisión. También hacen parte de la misma el Ministro de Hacienda y Crédito Público, el Director de Planeación Nacional y cinco (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.

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.

Para la toma de decisiones, se requiere de la presencia de 6 de los 8 miembros (o sus delegados), para que haya quórum. 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. Frente a las normas expedidas, los interesados pueden interponer recursos de reposición. De negarse un recurso, la decisión puede ser demanda ante el contencioso administrativo (Consejo de Estado).

Si bien la CREG dicta las normas para organizar y administrar el mercado, la operación del sistema está a cargo del Consejo Nacional de Operación (CNO) y del Centro Nacional de Despacho (CND). El primero es el responsable por la ejecución del Reglamento de la Operación y la solución de aspectos técnicos relacionados con el mismo. El segundo tiene como funciones la planificación, coordinación, control y supervisión de la operación del sistema. Por su parte, el Administrador del Sistema

de Intercambios Comerciales (ASIC) ejerce el papel de administrador del mercado, siendo el responsable de la liquidación de las transacciones en el mercado.

Regulación Ambiental

En el plano nacional, el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial y el Consejo Nacional Ambiental, expiden las regulaciones aplicables en materia ambiental.

Si bien las instancias departamentales y municipales en teoría no influyen en la definición de políticas sectoriales y regulación económica, sí tienen un rol protagónico en temas ambientales, a través de las Corporaciones Autónomas Regionales. Las empresas que proyecten realizar, o realicen, obras de generación, interconexión, transmisión o distribución de electricidad, susceptibles de producir impactos ambientales negativos, están obligadas a obtener previamente la licencia ambiental de acuerdo con las normas que regulan la materia.

Consecuentemente, las empresas deben realizar los correspondientes estudios, e incluir en sus presupuestos las partidas necesarias para ejecutar las medidas remediales previstas. Las empresas propietarias de los proyectos deben informar a las comunidades potencialmente afectadas, sobre: i) los impactos ambientales; ii) las medidas previstas en el plan de acción ambiental; y iii) los mecanismos necesarios para involucrarlas en la implantación del plan de acción respectivo.

Vigilancia y Control

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). Esta entidad 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.

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.

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.

En el caso de las empresas públicas y mixtas, la SSPD comparte sus labores de inspección, vigilancia y control con la Contraloría General de la República, y con la Procuraduría General de la Nación en el caso de las empresas públicas.

En lo que respecta a la Contraloría, la misma interviene en lo concerniente al control fiscal de las empresas, en las áreas de recursos y en el seguimiento de las normas y autorizaciones sobre los mismos. Por su parte, la Procuraduría interviene en materia de responsabilidades de gestión de los funcionarios públicos.

Si las empresas son de carácter departamental o municipal, y en ellas hay aportes mayoritarios de estos entes territoriales, las labores de inspección, control y vigilancia de la SSPD se combinan con las Contralorías Departamentales y/o Municipales, y las Personerías Municipales, según sea el caso.

c) Distribución de Competencias por Jurisdicción

En la siguiente tabla se presenta un resumen de la distribución de competencias por jurisdicción, de acuerdo con las disposiciones establecidas en la Constitución de 1991 y en las leyes reglamentarias:

Tabla No. 2.1: Jurisdicción

	Nacional	Departamental	Municipal
Política	Congreso de la República Ministerio de Minas y Energía – MME Departamento Nacional de Planeación		
Regulación Económica	Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG		
Regulación Ambiental	Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial	Corporaciones Autónomas	

	Consejo Nacional Ambiental	Regionales	
Control	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios Superintendencia de Industria y Comercio Superintendencia de Sociedades, si las Acciones de la Sociedad Anónima no se transan en la Bolsa de Valores Superintendencia de Valores, si las Acciones de la Sociedad Anónima se transan en la Bolsa de Valores Contraloría General de la República, si la Empresa es Pública, o Mixta Procuraduría General de la Nación, si la Empresa es Pública	Contraloría Departamental si el Departamento es propietario o accionista, Empresa Pública o Mixta	Contraloría Municipal si el Municipio es propietario o accionista, Empresa Pública o Mixta Personería Municipal si el Municipio es propietario, Empresa Pública

En la siguiente tabla se clasifican los prestadores del servicio eléctrico públicos y mixtos en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), según jurisdicción. Así, dado que hay un total de 57 empresas en la industria, se concluye que 31 son públicas o mixtas y 26 son privadas.

Tabla No. 2.2

Sistema Interconectado Nacional: empresas públicas y mixtas

EMPRESA	Nacional	Departamental	Municipal
CENTRAL HIDROELECTRICA DE URRA S.A. E.S.P.	x		
CORP. ELECTRICA DE LA COSTA ATLÁNTICA S.A. E.S.P.	x		
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.	x		
ISAGEN S.A. E.S.P.	x		
TRANSELCA S.A. E.S.P.	x		
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.		x	
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.		x	
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL CAUCA S.A. E.S.P.		x	
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A.		x	
COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.		x	
DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.		x	
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.		x	
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETÁ S.A. E.S.P.		x	
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.		x	
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.		x	
EMPRESA ANTIOQUEÑA DE ENERGÍA S.A. E.S.P.		x	
EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA E.S.P.		x	
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACA S.A. E.S.P.		x	
EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.		x	
EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.		x	
EMPRESA DE ENERGÍA DEL QUINDÍO S.A. E.S.P.		x	
EMPRESA DE ENERGIA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. E.S.P.		x	
CODENSA S.A. E.S.P.			x
EMGESA S.A. E.S.P.			x
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S.A. E.S.P.			x
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. E.S.P.			x
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A. E.S.P.			x
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.			x
EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO S.A. E.S.P.			x
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.			x
MUNICIPIO DE ENTRERRÍOS			x
TOTAL (31 empresas)	5	17	9

II.3 Fallas estructurales de la reforma

a) Falta de consolidación de las instituciones regulatorias y de control en sus roles respectivos

Los sistemas regulatorios perduran cuando los mismos invocan el cumplimiento espontáneo e interesado de la mayor cantidad de agentes (poderosos o significativos) del sistema. A su vez, la estabilidad regulatoria es deseable cuando ésta logra generar beneficios tangibles para la mayoría de los usuarios que en definitiva pagan los servicios demandados. Sin embargo, las condiciones históricas bajo las cuales los esquemas regulatorios son creados conllevan a que estos requisitos no puedan ser simultáneamente alcanzados. Por ejemplo, de acuerdo con Ayala y Millán (2001) las limitaciones de las instituciones reguladoras en Colombia

se pusieron en evidencia cuando el sector fue víctima de shocks externos como la recesión económica entre 1999 y 2001 y los atentados terroristas contra la infraestructura eléctrica. Fue así como durante la recesión empezó una fuerte disputa entre los diferentes grupos de interés por las bajas rentas que ofrecía un sistema con precios deprimidos. A su vez, los atentados terroristas aumentaron las restricciones del sistema de transmisión, segmentando el mercado y creando oportunidades para que los generadores ejercieran un poder local dominante que, ante la ausencia de un organismo para la defensa de la competencia y con capacidad de control efectiva, obligó a la CREG a intervenir el mercado desatando un conflicto judicial que aún no está resuelto.

En este sentido, la regulación no deja de ser una suerte de arbitraje entre intereses contrapuestos, un sistema en el que se procesan conflictos según determinadas reglas y principios.⁴ Es así como las instituciones regulatorias proveen un carácter intertemporal a los conflictos generados por los distintos intereses entre los agentes. No obstante, para que las instituciones regulatorias funcionen y trasciendan en el tiempo, éstas deben brindar a los agentes relevantes en el sistema una prospectiva que les permita avanzar en sus intereses; prospectiva que debe ser suficiente para incitarlos a cumplir (aceptar) los resultados desfavorables en el corto plazo. Los agentes –en conjunto, aunque no necesariamente de forma unívoca– aceptarían los resultados adversos en el presente porque creen que el marco institucional que organiza la actividad regulatoria les permitirá avanzar en sus intereses en el futuro.

Durante el último lustro la multiplicación de conflictos entre agentes, entre empresas y usuarios, y más preocupante aún, 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 querellas o por medio de presiones por parte de los grupos de interés sobre el Gobierno y el Legislativo –, ha fragmentado el proceso regulatorio, debilitando el compromiso para con las reglas, llevando a que el cumplimiento y la acción dentro del marco institucional no constituyan el equilibrio de las diferentes estrategias de todos los agentes relevantes. Cabe,

⁴ *Aguilar Valdez (2003) sostiene que esos conflictos pueden darse en tres formas básicas: una, entre prestadores y usuarios, otra, entre distintos prestadores y, finalmente, entre distintas clases de usuarios. Por eso sostiene que la intervención regulatoria es de naturaleza perpendicular y genera relaciones jurídicas triangulares y no exclusivamente bilaterales.*

entonces, preguntarse cuáles son los motivos por los cuales se ha debilitado el compromiso de los agentes con las reglas y con el marco institucional.

La tesis que se plantea aquí es que el origen de esos motivos está asociado con las complicaciones en la instrumentación de los principios básicos que sustentan a las instituciones regulatorias. Estos principios pueden dividirse en cuatro aspectos:

1) El primero se refiere a la **relevancia de las instituciones** en dos maneras: i) como reglas de competencia y ii) como códigos de castigo por no cumplimiento.

En materia de reglas de competencia, las instituciones regulatorias y de control han experimentado distintos tipos de problemas. En Colombia, por la escasa tradición del país en lo relativo a mercados competitivos, la Administración Pública y la Rama Jurisdiccional, tienen poca experiencia en conocer y abocar casos de competencia desleal, prácticas restrictivas de la competencia y abusos de posición dominante en los mercados. De hecho, la función antimonopolio que debe ejercer el Estado, además de estar diluida y fraccionada en más de una entidad de control, es culturalmente un concepto relativamente reciente.⁵

En el caso del sector eléctrico, se adiciona a lo anterior la indefinición institucional sobre la competencia de la SSPD y la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) en el tema antimonopolio. Si bien, a través de la Ley 689 de 2001, los temas de prácticas restrictivas y competencia desleal en servicios públicos se asignaron de manera explícita a la SSPD, todavía prevalece la incertidumbre jurídica acerca de qué entidad debe asumir ciertas investigaciones. Lo anterior ha llevado a una lentitud de la Administración Pública para conocer y abocar casos de competencia desleal, prácticas restrictivas de la competencia y abuso de posición dominante, multiplicando los conflictos entre agentes, empresas y usuarios, profundizando la pérdida de legitimidad y credibilidad de la SSPD.

El segundo problema en materia de competencia está relacionado con la interferencia del Gobierno –en su rol conflictivo como empresario, regulador y controlador– para sesgar decisiones a favor de sus intereses en las empresas estatales. Por ejemplo, sus empresas por lo general distorsionan los resultados de la

⁵ Por su parte, el ejercicio de las funciones de vigilancia y control de la SSPD se dificultan, en la medida en que se pretende que las mismas sean universales y se desarrollen tanto preventiva como correctivamente. Si se tiene en cuenta que la Superintendencia, además de los prestadores del servicio eléctrico, debe vigilar y controlar a las empresas de telecomunicaciones y a las empresas de acueducto y alcantarillado, estas últimas, las más numerosas del grupo, claramente la capacidad operativa de la entidad se ve excedida. Adicionalmente, las funciones que debe ejercer la SSPD tienen un amplio espectro y van desde lo simple hasta lo complejo. Como ejemplo en el caso del sector eléctrico: debe resolver desde una presunción de colusión entre agentes del mercado mayorista, hasta un problema de cobro injustificado de un rubro en la factura de un usuario final.

aplicación de técnicas de *benchmarking* en los distintos segmentos de la industria, afectando la labor regulatoria.

En materia de castigos por incumplimiento de los preceptos regulatorios también existen varios problemas. El primero se deriva de la legislación del país en esta materia y se relaciona con la limitación en el tipo de sanciones y en el monto de las multas que se pueden imponer a los agentes que infringen las normas de competencia. En general, podría afirmarse que la relación costo / beneficio del no cumplimiento de las disposiciones legales relacionadas es favorable al agente que las infringe. *Por lo tanto*, la ausencia de sanciones efectivas y “ejemplarizantes” induce al quebrantamiento e incumplimiento de las normas por parte de los agentes. El sistema regulatorio no podría subsistir si los agentes no son penalizados suficientemente por no respetarlo.

El segundo está relacionado con la transición regulatoria, en el sentido de que la regulación ignora las condiciones iniciales de los agentes de la industria. Las exigencias regulatorias para ajustar los estándares de desempeño de las empresas se definieron de manera general, con independencia de las condiciones iniciales particulares de los distintos agentes sectoriales. A su vez, el Gobierno también ejerce presión sobre el regulador para que suavice los requisitos en materia de pérdidas y calidad del servicio, en parte porque varias de sus empresas no pueden cumplirlos. Así, el sistema regulatorio también sufre si sus disposiciones formales son claramente inaplicables, y llevan a su constante modificación unilateral en ausencia de reglas previsibles y creíbles que replacen a las nominales desautorizadas.

El tercer problema en este campo está relacionado con el incumplimiento de las metas financieras por parte de las empresas y con la fuerte influencia del Gobierno sobre el organismo de control, limitando su capacidad de castigo / intervención en ocasiones en que la misma es necesaria. En este sentido, el rol desempeñado por la SSPD en lo relativo a las tomas de posesión de entidades prestadoras del servicio, ya sea para administrarlas temporalmente o para liquidarlas, resulta particularmente cuestionable.⁶ Nuevamente, si el mecanismo por

6 Los problemas en este campo se resumen en los siguientes puntos: i) Las tomas de posesión que ha llevado a cabo la SSPD siempre son anunciadas. Con meses, o semanas de antelación, se conocen las intenciones de la Superintendencia de intervenir una empresa cualquiera, lo que normalmente conlleva a mayor deterioro de las entidades entre dicho anuncio hasta la toma de posesión; ii) Si bien existe un plazo de 2 años posteriores a la toma de posesión de una empresa para definir la liquidación de la misma, la SSPD en la práctica ha extendido este plazo aparentemente sin ninguna limitación; iii) La facultad discrecional coloca en cabeza de la SSPD la responsabilidad de garantizar la continuidad del servicio (la SSPD no cuenta con recursos financieros que respalden su gestión administrativa, y por ende es obvio que su gestión no tiene por qué diferir sustancialmente de la gestión adelantada por la administración que remueve); y iv) La SSPD se convierte en un prestador más el servicio tras la posesión, confundiendo nuevamente los roles entre controladores y controlados.

el cual se aplican los castigos a quienes incumplen con sus obligaciones no es creíble e independiente de presiones e intereses políticos, y se presta al análisis sobre las causas del incumplimiento (aún cuando las salvaguardas debieron incluirse explícitamente, por ejemplo, al considerar situaciones por fuerza mayor), tampoco se induce la aceptación espontánea e interesada del sistema regulatorio por parte de sus agentes, lo cual atenta claramente contra su estabilidad y subsistencia.

2) El segundo principio es que, además de entender e incidir en temas de eficiencia, las instituciones regulatorias y de control conllevan a diferentes **efectos distributivos**. Dado que tienen distintas consecuencias distributivas (le proveen diferentes oportunidades a grupos particulares) algunos marcos se consolidan bajo ciertas condiciones económicas y políticas. En Colombia, pueden citarse al menos tres motivos por los cuales las instituciones regulatorias y de control también han perdido legitimidad en este campo.

El primero está relacionado con la *excesiva discrecionalidad* por parte del regulador, lo cual ha aumentado la inestabilidad regulatoria con importantes efectos distributivos en el sector. En este sentido cabe mencionar que si bien los resultados del proceso regulatorio son riesgosos, los mismos no deben ser inciertos para los agentes. El hecho de que la regulación implique riesgos pero no sea incierta significa que los actos regulatorios deben ser predecibles con algún grado de probabilidad (esto es, en base a cierta lógica predeterminada). No obstante lo anterior, en el caso colombiano algunas intervenciones regulatorias –aunque bien intencionadas– no han sido necesariamente correctamente diseñadas, disminuyendo la capacidad intertemporal de los agentes que compiten en el sistema de predecir, con algún grado de probabilidad, cuál será el resultado del juego regulatorio en el largo plazo, afectando negativamente la confianza de los inversionistas en el sistema y obligándolos a descontar el futuro en forma más acelerada.

En el caso colombiano la inestabilidad regulatoria ha adquirido distintas formas: resoluciones transitorias (regulación de tránsito) que se convierten en resoluciones permanentes (e.j. Res. 034 de 2001), demoras y retrasos en la expedición de señales regulatorias básicas para el mercado (e.j. definición respecto al cargo por capacidad), cambios metodológicos abruptos en regulaciones que afectan los ingresos de los agentes (por ejemplo, el cambio en el cargo por capacidad en el año 2001), etc. La inestabilidad tiene un impacto muy negativo sobre la credibilidad y reputación del regulador pues no solamente sus decisiones terminan cuestionadas en los estrados judiciales sino que también se afectan las señales de largo plazo.

El segundo está relacionado con el *conflicto armado*. Por la dificultad que implica diferenciar los problemas de gestión de los problemas causados por el

conflicto (fuerza mayor), la regulación no ha podido adaptarse de tal forma que considere los efectos negativos sobre las empresas de los atentados terroristas contra la infraestructura, del desplazamiento forzoso de población en zonas rurales, etc., todos elementos que afectan negativamente los flujos de caja de las empresas y que poseen un impacto distributivo significativo.

El tercero tiene que ver con el *comportamiento oportunista* del Estado y con el *riesgo de expropiación*. El oportunismo del Gobierno puede verificarse en el manejo de las deudas contraídas por empresas públicas con dificultades financieras a través de la creación de Fondos de Capitalización Social (Ley del Plan de Desarrollo) y a través del uso de distintas figuras jurídicas (e.j. cascarones de la Costa y liquidación de la Electricadota de Chocó) para evitar tener que pagar las deudas de las empresas públicas mal administradas y en liquidación con el mercado de energía mayorista, afectando la sustentabilidad misma del MEM.

3) El tercer principio está relacionado con una clara **delimitación de alcance regulatorio**. Uno de los problemas que mayor incertidumbre legal y jurídica generan en el sector es la indefinición de límites precisos entre “política” y “regulación”. Lo anterior se ha traducido en conflictos entre los miembros independientes de la CREG y los Ministros de Minas y Energía que han presidido el sector en algunos temas (e.j. gas). Como resultado de estas diferencias en las 2 últimas administraciones el Ministro del ramo ha expedido Decretos, o ha promovido disposiciones legales, que vienen menoscabando y desarticulando institucionalmente la regulación energética. El traslape de roles entre lo “político” y lo “regulatorio” se ahonda aún más, si se tiene en cuenta que el Estado sigue teniendo una presencia significativa en el sector. Esto conlleva conflictos de intereses del Gobierno en su calidad de productor, regulador y controlador del sector eléctrico. Una de las críticas al régimen existente previo a las reformas era la confusión de los papeles de formulación de políticas, regulación, administración, control y propiedad, pero bajo el nuevo régimen la confusión sigue prevaleciendo.

4) El cuarto principio está relacionado con **el nivel de compromiso** de las distintas instituciones formales e informales con las instituciones regulatorias y de control. La regulación se consolida cuando los agentes se la auto-imponen, es decir, cuando todos (o la gran mayoría de) los agentes relevantes encuentran que lo mejor es continuar sometiendo sus intereses y valores a los riesgos del proceso regulatorio. Paradójicamente, en el caso colombiano el propio Estado a través de sus múltiples agentes (miembros del ejecutivo, las cortes y los legisladores) han sido quienes más han contribuido a deslegitimar la función regulatoria y del agente de control, a través de su comportamiento oportunista (sea el gobierno para ayudar a sus

empresas o los legisladores para imponer cuotas burocráticas en el ente de control). Esto ha sido particularmente evidente en la última administración en la que, cuando el Gobierno no es capaz de sacar las resoluciones que quiere por medio de la CREG, acude inmediatamente al legislador (e.j. Plan Nacional de Desarrollo) o a los decretos ejecutivos (e.j. regulación de la comercialización independiente), fragmentando el proceso regulatorio, incentivando el lobby político, deslegitimando el accionar de la CREG y contribuyendo a la pérdida de credibilidad y reputación del regulador. Preocupa sobremanera la falta de entendimiento entre la CREG y la SSPD y el no pronunciamiento por parte del Gobierno frente a la decisión reciente de nombrar un tribunal regulatorio *ad hoc* para tratar el caso de Electrocosta y Electricaribe.

Las dificultades para instrumentar algunos principios básicos que permiten la consolidación de las instituciones regulatorias en Colombia, demuestra que el compromiso de los agentes para con las reglas no es suficiente para asegurar el cumplimiento del dictamen regulatorio. La aceptación de un proceso no es lo mismo que la aceptación del resultado del proceso. Por lo tanto, dentro del proceso de reforma el momento crítico se da cuando ningún agente interviene con el fin de revertir el resultado del proceso regulatorio (o alternativamente, quien lo hace no tiene suficiente entidad como para lograrlo). La madurez regulatoria se logra cuando se institucionaliza la aceptación del riesgo y el poder emerge del compromiso con las reglas, una etapa en la cual aún se está muy lejos en Colombia. Por el contrario, la evidencia muestra que la no aceptación de los resultados regulatorios por parte de varios de los agentes importantes debe ser considerada como una grave amenaza para el proceso regulatorio precisamente porque el no cumplimiento busca alterar ex-post los resultados del proceso regulatorio, y porque están afectando drásticamente la confianza de los otros agentes en las instituciones regulatorias.

b) Los riesgos que emergen del conflicto de interés del Gobierno en su calidad de productor, regulador y controlador del sector eléctrico

En su origen, la reforma buscaba que el sector privado cargara con el peso de la inversión en generación, en buena medida porque coincidió con el prolongado racionamiento de energía entre 1991 y 1992, dejando para más adelante la privatización de la distribución. Consecuentemente, inicialmente la reforma se centró en la reestructuración de las empresas estatales y su privatización, priorizando la construcción de nuevas plantas de generación y el otorgamiento de garantías para las mismas. No obstante, el objetivo de “política pública” de mediano plazo era desvincular al Estado de su rol empresarial en el sector, privatizando las

empresas generadoras, transportadoras y distribuidoras en las que tenía participación, centrando su rol en la formación de políticas, vigilancia, control y regulación de los servicios públicos.

Si bien el Estado logró privatizar algunos activos de generación y distribución, la privatización de sus principales empresas generadoras (ISAGEN y CORELCA) y transportadora (ISA) no pudo materializarse a pesar de los intentos, como tampoco la privatización de 11 empresas de distribución en las cuales la Nación aún posee control accionario. A su vez, los Convenios de Desempeño, una de las condiciones iniciales de la reforma, adoptados para que las empresas estatales contaran con mecanismos de gestión similares a los de las empresas privadas mientras se preparaba su privatización, también fracasaron. Como se verá más adelante, la participación del Estado se mantuvo en niveles elevados en los distintos segmentos del mercado, verificándose por tanto, un elevado grado de integración vertical entre segmentos naturalmente monopólicos y potencialmente competitivos, una de las razones para calificar la reforma del sector eléctrico en Colombia como inconclusa o “a mitad de camino”.

Considerando la situación retrospectivamente, haber creído que el apoyo y la continuidad de las políticas a favor de la disminución del rol empresarial del Estado se mantendría en el tiempo no fue acertado, como tampoco lo fue suponer que los problemas de las empresas públicas correspondían más a problemas relacionados con la gobernabilidad corporativa que con la gobernabilidad política.⁷ Es así como la instrumentación de uno de los principios básicos de la reforma –el retiro del Estado de su rol como empresario– se ha visto truncado, entre otros, por distintos motivos:

- Algunas empresas, en especial de distribución, siguen siendo el vehículo por medio del cual se transfieren rentas y pagan favores políticos a favor de grupos de interés particulares. A su vez, existen empresas públicas municipales con un alto poder político a nivel nacional que demandan permanentemente garantías de la Nación para poder realizar grandes emprendimientos que no serían posibles sin las garantías implícitas del fisco.
- Algunas de las empresas públicas han quedado con el peso de obligaciones económicas y sociales que, junto con la difícil aceptación del público de las alzas tarifarias para hacerlas viables, las convierten en poco atractivas para

⁷ Además, Ayala y Millán (2001) y Eduardo Wiesner (1997) consideran que los Convenios de Desempeño fracasan por problemas de derechos de propiedad (no se tenían medios efectivos para hacer cumplir los contratos a las empresas) y de estructura institucional (la FEN no era independiente para forzar a sus vigilados a cumplir dado que si demandaba a sus vigilados ponía en riesgo su propia posición como garante de los pasivos de muchas de las empresas).

inversionistas privados, a menos que el Estado les otorgue algún tipo de privilegio especial (ej. operación de rescate, empresas de energía social, etc).

- En algunos casos, falta de voluntad y apoyo político: los procesos fallidos de privatización de ISAGEN, CORELCA y las 14 distribuidoras, han erosionado el apoyo político y de la opinión pública hacia este tipo de procesos, haciendo que el Poder Ejecutivo se sienta cada vez más sólo en la promoción de los mismos.

El resultado de ese retiro sólo parcial de su rol empresarial ha llevado a la incoherencia de tener a los Ministros y sus colaboradores participando de las Juntas Directivas de las empresas estatales y en la Comisión de Regulación, aumentando el riesgo de que la política y la regulación del sector impulsada desde el Ejecutivo tiendan a favorecer a las empresas estatales. A su vez, en los procesos de privatización, se corre el riesgo de que por medio de su participación en el organismo regulador, el Gobierno distorsione los precios a favor de las empresas públicas. Por lo tanto, como consecuencia de su rol protagónico como productor, transmisor y distribuidor de electricidad, el Estado ha mantenido el claro conflicto de interés con sus funciones como formador de políticas, regulador, vigilador y controlador de los servicios públicos.

Más grave aún, se vislumbra un retroceso respecto del ímpetu reformador inicial, ya que por medio de proyectos y medidas oficiales recientes se estaría buscando acentuar el rol del Estado como productor, vía proyectos de obras hidroeléctricas y el otorgamiento de garantías para los mismos. Si bien el Gobierno ha admitido que no existe espacio fiscal para adelantar proyectos de generación eléctrica, en distintos foros el Ministerio de Minas y Energía se ha mostrado optimista en relación con la atención de la demanda futura, debido a la ejecución de los siguientes proyectos:

Tabla No. 2.3

Proyecto	Capacidad (MW)	Ejecutor
Herradura y Vuelta	31,5	EPPMM
Jepirachí	19,0	EPPMM
Porce III	660,0	EPPMM
Guarín y Manzo (T. Miel)	60,0	ISAGEN
Amoyá	78,0	Generadora Unión e ISAGEN
Calderas	26,0	ISAGEN
Recuperación de pérdidas	200,0	
Cogeneración	100,0	ND
Termoyopal	50,0	ND
Pescadero-Ituango	1600,0	Se ha presionado al Estado para que participe otorgando garantías, precios piso, o contratos garantizados
Hidrosogamoso	800,0	

Fuente: Acolgen, Taller del C.N.O del 25 de Septiembre de 2003, y planes de expansión de la UPME.

El hecho de que el Estado no haya abandonado su rol empresarial hace “cierto” el riesgo de un tratamiento desigual hacia otros inversores en el sector, provocando un fuerte desincentivo para la entrada de otros competidores a la industria, dejando como única solución el que la Nación y empresas públicas regionales contemplen inversiones adicionales en generación, transporte y distribución, empeorando la situación fiscal y llevando al “auto-cumplimiento” la profecía de que el sector privado no invierte.⁸

El éxito de las reformas depende en buena medida del “*timing*” en el que se ejecutan algunos procesos, por lo que continuar con las privatizaciones y asegurar los incentivos para la inversión privada se convierten en necesidades inmediatas. De no ser así el riesgo de que la reforma “a mitad de camino” de Colombia desemboque en un fracaso energético y fiscal es muy elevado.

⁸ Se agradecen los comentarios de Juan Benavides, en particular en relación a que cuando el Estado alienta los intereses de empresas públicas regionales para expandir la capacidad de generación hidráulica, la profecía de que el sector privado no invierte se auto-cumple. Por otra parte, Ayala y Millán (2001) aseguran que si bien podría pensarse que estas amenazas de inversión con garantía del Estado no son creíbles, la falta de inversión privada podría hacer que se conviertan en una necesidad.

c) Fallas en la regulación de origen: permisividad a la integración vertical y sus efectos sobre la estructura de la industria

Como se verá a continuación, la participación del Estado se mantuvo en niveles elevados en los distintos segmentos del mercado, verificándose por tanto 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 (o “a mitad de camino”).

En efecto, 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. Como resultado de la norma, en la actualidad se presenta el siguiente nivel de integración vertical en la industria, con un total de 57 empresas distintas en el SIN.

Concentración de mercado: Dado que varias de estas empresas son controladas por un mismo grupo empresario, cabe suponer que el comportamiento de las mismas sea coordinado. Partiendo de este supuesto, a continuación se analizan las participaciones de mercado de cada uno de estos grupos empresarios en los 4 segmentos (generación, transmisión, distribución y comercialización), computando a su vez el índice de concentración Herfindahl y Hirschman (HHI) respectivo.⁹

⁹ Las unidades de medida consideradas son las siguientes:

i) *Generación.* Se adoptan dos criterios: Capacidad Instalada Bruta de cada empresa de generación, y la Cantidad de MWh Despachados.

ii) *Transmisión.* Se adoptan dos criterios: la Longitud del las Líneas de Transmisión de cada de empresa de Transmisión, y el Número de Subestaciones de propiedad de cada empresa de Transmisión.

iii) *Distribución.* Se adoptan dos criterios: el Número de Usuarios Finales Conectados a las redes de cada empresa de Distribución, y la Cantidad de MWh transportados por las redes de cada empresa de Distribución.

iv) *Comercialización.* Se adoptan dos criterios: el Número de Usuarios Finales Atendidos por cada empresa de Comercialización, y la Cantidad de MWh Suministrados por cada empresa de Comercialización.

Tabla No. 2.4

TIPO DE INTEGRACIÓN	# de empresas
GENERADOR	10
GENERADOR-TRANSMISOR-DISTRIBUIDOR-COMERCIALIZADOR	4
GENERADOR-TRANSMISOR-COMERCIALIZADOR	1
GENERADOR-DISTRIBUIDOR-COMERCIALIZADOR	7
GENERADOR-TRANSMISOR	1
GENERADOR-COMERCIALIZADOR	5
TRANSMISOR	4
TRANSMISOR-DISTRIBUIDOR-COMERCIALIZADOR	1
DISTRIBUIDOR-COMERCIALIZADOR	18
COMERCIALIZADOR	6
TOTAL	57

Notas: (1): No se están considerando como generadores aquellos agentes con plantas menores no despachadas centralmente: Electrificadora del Huila, Electrificadora del Meta, Empresa de Energía de Cundinamarca, Empresa de Energía de Pereira y Empresa Municipal de Energía Eléctrica. Caso contrario, habría 12 generadores–distribuidores–comercializadores y 13 distribuidores–comercializadores. (2): En esta clasificación Termovale se está considerando como generador–comercializador. No obstante, debe tenerse en cuenta que este agente es representado por las Empresas Municipales de Cali como generador.

Fuente: Rojas y Chahín (2004).

Los resultados en el segmento de generación para el año 2002 se presentan en el cuadro a continuación. Se observa allí que hay 15 grupos económicos distintos como generadores y el HHI es levemente superior a 2,000. En ese sentido, el grado de concentración no es excesivamente elevado, máxime si se nota que la mayor participación corresponde a las empresas del Gobierno Nacional Central (con aproximadamente un 33% del mercado), siendo por ende el HHI de los generadores privados significativamente menor (aproximadamente 1,000 puntos menos si se supone que las empresas del Gobierno Nacional tienen un comportamiento perfectamente competitivo y su participación en torno al 33% está perfectamente dispersa entre un gran número de empresas). La generación del Gobierno Nacional está concentrada en cuatro empresas (ISAGEN, CORELCA, Urrá y EBSA), por lo que si las mismas actuaran coordinadamente, el grado de concentración sí sería elevado (aunque la experiencia demuestra que las mismas han actuado autónomamente).

Tabla No. 2. 5 -Segmento de Generación

	MW	Share	MWh	Share
GRUPO EEPPM	2,888	21.4%	10,130,805	22.4%
GRUPO ENDESA	2,748	20.4%	10,754,387	23.8%
GRUPO GOBIERNO NACIONAL	4,234	31.4%	15,310,187	33.8%
GRUPO UNIÓN FENOSA	1,087	8.1%	2,830,137	6.3%
GRUPO AES	1,090	8.1%	4,593,622	10.2%
TERMOFLORES	399	3.0%	736,950	1.6%
TERMOCANDELARIA	300	2.2%	105,732	0.2%
EMPRESA DE GENERACIÓN DE CALI	231	1.7%	70,076	0.2%
TERMOCARTAGENA	176	1.3%	7,799	0.0%
TERMOTASAJERO	155	1.2%	646,943	1.4%
MERILÉCTRICA	154	1.1%	18,257	0.0%
TERMOPIEDRAS	3	0.0%	18,766	0.0%
PROYECTOS ENERGETICOS DEL CAUCA	2	0.0%	6,002	0.0%
BIOAISE	2	0.0%	4,628	0.0%
ENERGIA E INGENIERIA ENERGING	1	0.0%	8,002	0.0%
TOTAL	13,470	100%	45,242,293	100%
HHI		2,016		2,359

Fuente: Rojas y Chahín (2004).

Según esta configuración, no habría a priori mayores riesgos de comportamientos colusivos en tanto y en cuanto hubiese suficiente facilidad para el ingreso de nuevos generadores o mientras exista importante capacidad ociosa. Al respecto, sin embargo, debe notarse que tal facilidad de ingreso es dudosa cuando el grado de integración vertical que existe entre generadores y distribuidores es muy elevado, y los potenciales inversores entrantes en generación deben apostar a lograr ventas a empresas a menudo insolventes e incumplidoras de sus compromisos. En efecto, la generación por parte de empresas verticalmente integradas (Grupo EEPPM, Grupo Endesa, Grupo Gobierno Nacional y Grupo Unión FENOSA) representa aproximadamente un 81% del total en términos de la potencia instalada pero 86% del total en términos de la energía despachada.

Tampoco se favorece el ingreso de nuevos competidores al mercado de generación cuando el gobierno indica su apoyo financiero para la realización de nuevas represas hidroeléctricas, públicas, que impiden diversificar las fuentes energéticas (vía generación térmica de modernos ciclos combinados), faltando al objetivo de la regulación declarado en el artículo 20 de la Ley 143.

En lo que respecta al transporte, el índice HHI señala, tanto en términos de los Kilómetros de Líneas como en términos del Número de Subestaciones, que el

segmento de transmisión colombiano es prácticamente un monopolio controlado por el gobierno nacional. En ese sentido, resulta particularmente problemático que los transportistas tengan intereses y control en empresas que actúan de otros segmentos del mercado ya que podrían descuidarse áreas de la red que perjudiquen particularmente más a generadores o distribuidores no integrados verticalmente con el dueño y operador de la red de transmisión. Siendo el virtual monopolista el propio Estado, quien tiene una alta participación en generación y en distribución, el riesgo de una conducta predatoria contra inversores privados no es despreciable. Si bien la experiencia ha demostrado que las empresas del grupo ISA (correspondientes al 80% de la transmisión y de las cuales el mayor accionista es el Gobierno Nacional) han mantenido un importante grado de autonomía e independencia en sus decisiones, el hecho de que otras empresas integradas verticalmente también hagan parte de su Junta Directiva (EEPPM, EPSA-Unión Fenosa), constituye una señal negativa para otros inversionistas interesados en ingresar al mercado.

Tabla No. 2. 6 -Segmento de Transmisión

	#			
	KM	Share 1	Subestaciones	Share 2
GRUPO GOBIERNO NACIONAL	10,244	85%	59	68%
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN	798	7%	13	15%
EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA	691	6%	8	9%
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO	273	2%	5	6%
DISTASA	30	0%	1	1%
CENTRAL HIDROELECTRICA DE BETANIA	-	0%	1	1%
TOTAL	12,036		87	
HHI		7,326		4,943

En el segmento de distribución, hay 14 grupos empresarios distribuidores diferentes, y los HHI superan levemente los 2,000 puntos. En relación con el número de usuarios conectados, los 4 grupos económicos principales (entre ellos el Estado Nacional) registran similares niveles de concentración. No obstante, en relación con la cantidad de energía transportada, la mayor concentración la detentan el Grupo Unión Fenosa y el Codensa (Grupo Endesa).

Cabe notar sin embargo que no existe un único mercado de distribución de alcance nacional sino que se trata de varios mercados regionales separados (en términos de la tarea de distribución, y dado que no realizan actividades de comercialización que corresponden a las comercializadoras). Así, si hubiera suficiente separación vertical y los distribuidores no comercializaran energía la

concentración aquí no sería problemática (como tampoco lo es en transmisión en caso de una desintegración vertical), perdiéndose solamente la posibilidad de realizar comparaciones Yardstick, que igualmente son difíciles si hay muchas diferencias en las áreas de servicio respectivas. Vale decir, la concentración en distribución es un problema potencial de cuidado en tanto estas empresas estén verticalmente integradas y participen en otros segmentos del mercado (situación que de hecho se verifica en las empresas públicas y en menor medida en las empresas públicas de Medellín, Unión FENOSA y ENDESA –vía EMGESA y CODENSA-).

Tabla No. 2. 7 -Segmento de Distribución

DISTRIBUCIÓN	# de usuarios	HHI	MWh	HHI
CODENSA	1.880.478	544	8.498.532	630
GRUPO EEPPM	1.783.041	489	6.871.881	412
GRUPO UNIÓN FENOSA	1.641.776	414	9.027.047	711
GRUPO GOBIERNO NACIONAL	2.083.989	668	5.788.464	292
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI	473.922	35	3.079.774	83
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA	109.811	2	375.842	1
EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA	35.813	0	73.840	0
EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO	32.380	0	97.813	0
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO	11.141	0	19.132	0
EMPRESA DE ENERGIA DEL VALLE DE SIBUNDOY	6.127	0	6.647	0
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO	4.379	0	8.757	0
MUNICIPIO DE ENTRERRIOS	2.072	0	6.079	0
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA	728	0	3.312	0
RUITOQUE	329	0	2.325	0
TOTAL	8.065.985	2.151	33.859.445	2.129

Finalmente, en lo que hace a la comercialización, hay 21 agentes comercializadores (tomando grupos económicos), y nuevamente los HHI superan levemente los 2,000 puntos, tanto en términos de número de usuarios finales atendidos como en términos de la cantidad de MWh suministrados por cada empresa. El grado de concentración debe juzgarse sin embargo según sea el área geográfica donde actúen dichas empresas: la concentración podría ser mucho mayor que la sugerida por el HHI si dichos comercializadores se repartieran geográficamente el mercado. Nuevamente, en la medida en que están verticalmente integrados con empresas distribuidoras o transportistas, los sesgos anticompetitivos

son también más probables y el riesgo de desregular plenamente esta actividad son mayores.

Para analizar la propiedad de estas empresas, por otra parte, corresponde tomar en cuenta el porcentaje accionario que está en manos del sector privado, así como el valor de los activos de las distintas compañías en el año 2002, resultando en consecuencia cómputos alternativos de la participación de los inversionistas particulares en el sector.

Tabla No. 2. 8 -Segmento de Comercialización:

COMERCIALIZACIÓN	# de usuarios	HHI	MWh	HHI
GRUPO ENDESA	1.879.512	543	8.051.660	565
GRUPO EEPPM	1.783.774	489	7.794.880	530
GRUPO UNIÓN FENOSA	1.639.676	413	7.199.582	452
GRUPO GOBIERNO NACIONAL	2.080.801	665	7.265.022	460
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI	468.934	34	1.892.611	31
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA	109.703	2	325.855	1
EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA	35.813	0	73.840	0
EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO	31.896	0	87.837	0
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO	11.141	0	19.132	0
EMPRESA DE ENERGIA DEL VALLE DE SIBUNDOY	6.127	0	6.647	0
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO	4.379	0	8.757	0
ENERGIA CONFIABLE	4.228	0	191.551	0
DISTRIBUIDORA & COMERCIALIZ. DE ENERGIA ELECT.	3.657	0	371.247	1
COMERCIALIZADORA ANDINA DE ENERGIA	2.927	0	337.551	1
MUNICIPIO DE ENTRERIOS	2.072	0	6.079	0
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA	723	0	1.098	0
RUITOQUE	329	0	2.325	0
COMERCIALIZAR	221	0	156.796	0
ENERGEN	58	0	18.026	0
COMPAÑIA DE GENERACION DEL CAUCA	9	0	13.437	0
TERMOFLORES	6	0	35.512	0
TOTAL	8.065.985	2.146	33.859.445	2.042

Para el SIN, se calcula la participación del sector privado en la industria utilizando dos criterios: i) participación del sector privado en la propiedad de cada segmento de la industria, así como, la participación agregada en la propiedad; y ii) participación del sector privado en términos del control que ejerce sobre las empresas de cada segmento de la industria, así como, el control a nivel agregado. Los resultados del ejercicio se muestran a continuación:

Tabla No. 2.9- Sistema Interconectado Nacional

SEGMENTOS	% PROPIEDAD	% CONTROL
	PRIVADOS	
COMERCIALIZACION	82,1%	100,0%
DISTRIBUCION-COMERCIALIZACION	50,9%	90,5%
GENERACION	98,3%	100,0%
GENERACION-COMERCIALIZACION	26,5%	44,7%
GENERACION-DISTRIBUCION-COMERCIALIZACION	3,0%	3,0%
GENERACION-TRANSMISION	100,0%	100,0%
GENERACION-TRANSMISIÓN-DISTRIBUCIONCOMERCIALIZACION	31,8%	38,7%
TRANSMISION	17,1%	0,3%
TRANSMISIÓN-DISTRIBUCION-COMERCIALIZACION	13,1%	0,0%
TOTAL	34,7%	44,1%

Fuente: Rojas y Chahín (2004).

Como se observa, el sector privado ha alcanzado un nivel de control de la industria eléctrica en el SIN que supera en 10 puntos el nivel de inversiones que ha efectuado.

Como conclusión general, no existe a priori un problema de excesiva concentración per se en los distintos segmentos del mercado, pero 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. En caso de avanzar hacia una separación vertical más efectiva y profunda, que exceda el aspecto contable dada la relativa ineficacia de lograr una separación efectiva de esta forma, no se vislumbra un problema grave de insuficiencia de agentes participantes, en particular si al avanzar en el proceso de privatización de empresas del Estado los nuevos agentes no fuesen controlados por las mayores empresas energéticas privadas del país (Grupos Endesa y Unión Fenosa) ni por el Grupo EEPPM.

Para que pueda avanzarse 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 cuanto a tiempo y forma, y cumplimiento de

obligaciones, entre otros–, lo cual a su vez requiere resolver los problemas de incentivos generados por un sistema regulatorio que dista de hacer efectivas sus definiciones formales, y permite el incumplimiento insuficientemente penalizado por parte de importantes agentes del sector. Concretamente, mientras las electrificadoras insolventes puedan seguir operando a pesar de incumplir sus contratos con los generadores, los costos de transacción derivados de la separación vertical son importantes y generan una asimetría entre distintas empresas del sector.

III. Evaluación del cumplimiento de las metas propuestas

Los alcances de la reforma y el cumplimiento de las metas propuestas deben contrastarse con los fracasos del antiguo régimen institucional y regulatorio existente hasta 1994. Dicho modelo de planeación ex-ante, con precios administrados y cuyo control estaba por lo general en intereses parlamentarios, se caracterizaba entre otros por: i) falta de incentivos para lograr una mayor eficiencia; ii) niveles tarifarios que no reflejaban los costos reales del servicio; iii) pobre desempeño en materia financiera y de calidad del servicio por parte de las empresas estatales, implicando una alta carga fiscal para el Estado; y iv) alto déficit fiscal que obligaba al Gobierno de turno a incumplir con las metas de cobertura que se proponía y con las inversiones necesarias para poder suplir eficientemente y a tiempo con la demanda. Por lo tanto, el objetivo de esta sección es el de evaluar el cumplimiento de las metas de la reforma en distintos campos (en materia fiscal, atracción de inversión privada y expansión de la capacidad de generación), así como verificar los resultados en materia tarifaria, reducción de costos de las empresas eléctricas, mejoras en la calidad del servicio y en los niveles de cobertura.

Deben mencionarse, sin embargo, las dificultades para obtener conclusiones de desempeño por problemas de indisponibilidad y/o no confiabilidad de la información (por ejemplo, no se contó con información sobre evolución de indicadores de calidad o sobre el monto de inversiones significativas –públicas y/o privadas– para el período previo a la reforma, al tiempo que la información sobre número de conexiones, tarifas, costos estimados y ventas que elabora la CREG no son confiables). Así, lamentablemente, sólo algunas dimensiones de la reforma pueden ser cuantificadas de manera confiable, y las reformas que se proponen deben sustentarse en análisis conceptuales más que comprobaciones empíricas de los problemas identificados. En cualquier caso, a continuación se expone la evidencia recolectada de forma tal que sus distintas dimensiones puedan ser objeto de perfeccionamientos futuros –propios o por parte de terceros, en particular por parte de las autoridades regulatorias de Colombia– para avanzar en la transparencia del proceso de reforma del sector eléctrico colombiano.

III.1 Resultados en materia fiscal

Si existe un sector en Colombia en el que el Estado ha ejercido un rol empresarial, ese ha sido el Eléctrico. Es por eso que el impacto del sector eléctrico en las finanzas públicas colombianas siempre ha sido materia de atención de parte de los hacedores de política.

Hasta principios de la década del noventa la administración ineficiente de las cerca de 30 empresas estatales, de orden nacional, regional, departamental y municipal prestadoras del servicio de energía eléctrica sumado a la insuficiencia de las tarifas y al alto endeudamiento, hicieron que, a principios de esa década el sector se encontrará en la bancarrota. La crisis financiera del sector junto con el fuerte racionamiento de 1992 y 1993 incitó a una fuerte transformación de la industria. Entre otros objetivos, uno de los pilares del proceso de reforma era el de buscar sentar las bases para el establecimiento de una organización más dinámica de la industria en la que se relajará la carga fiscal sobre el Estado a través de mejoras en la gestión de las empresas, la vinculación de inversionistas privados a las distintas actividades del sector por medio de privatizaciones o desarrollo de proyectos nuevos. Evaluar qué tanto sigue significando el “estado empresario” para el fisco y qué tanto se ha podido relajar esa carga fiscal, es el objetivo de esta sección del estudio.

a) Impacto sobre el balance fiscal del SPNF del Estado Empresario¹⁰

Como puede apreciarse en la Tabla No. 3.1, durante los últimos diez años, el sector eléctrico en las cuentas fiscales, sin contar Préstamos Netos por parte de la Nación, fue deficitario, excepto por el último año, en el que presentó un superávit de 0,1% del PIB (\$180,263 millones de pesos colombianos – ver Tabla No. 3.2). Particularmente crítico fue el período 1997-1999, en el que el déficit del sector se situó alrededor del 0.4% del PIB. Como puede apreciarse en el Gráfico No. 3.1, en 1998 el déficit alcanzó el nivel más alto de la última década, llegando a 0,45% del PIB.

Si bien el sector no está demandando los recursos que requirió del fisco en

¹⁰ La información para esta sección fue tomada de los siguientes documentos del Consejo Nacional de Política Fiscal (Confis): Plan Financiero 1999, Plan Financiero 2000, Plan Financiero 2001, Plan Financiero 2002, Plan Financiero 2003 y Plan Financiero 2004, preparados por los Asesores Confis a los Miembros del Consejo Superior de Política Fiscal. Se agradece la colaboración de la Unidad de Inversiones y Finanzas Públicas del DNP en la consecución de gran parte de esta información, de los Asesores Confis y sus asistentes.

épocas anteriores y su impacto es menor sobre las finanzas públicas hoy en día si se compara con el impacto que el mismo tenía en la década del ochenta, ello no significa que el mismo no sea significativo. En particular, preocupa la tendencia de los Préstamos Netos de la Nación al sector durante los últimos años, los cuales han venido aumentando, alcanzando en el 2003 más de medio billón de pesos (\$596,415 millones de pesos).

Gráfico No. 3.1

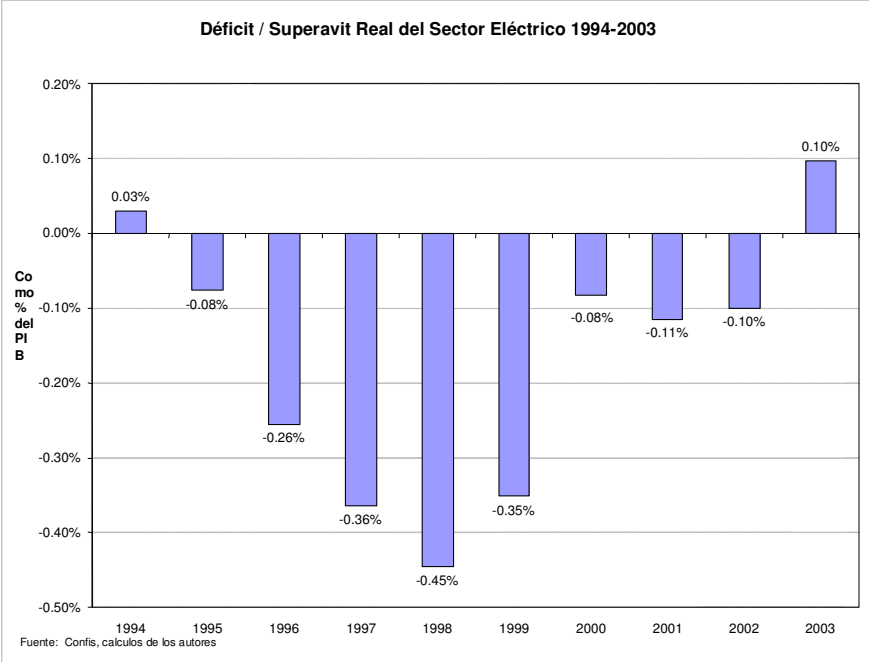


Tabla No. 3.1: Balance Fiscal del Sector Eléctrico 1994-2003 – Como porcentaje del PIB

CONCEPTO	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
1. INGRESOS TOTALES	1.35%	1.41%	1.49%	2.35%	1.93%	1.66%	1.65%	1.81%	1.96%	2.18%
1.1. Explotación Bruta	1.03%	0.95%	1.05%	1.69%	1.51%	1.35%	1.42%	1.54%	1.66%	1.91%
1.2. Aportes del Gobierno Central	0.13%	0.16%	0.17%	0.09%	0.07%	0.08%	0.04%	0.10%	0.03%	0.04%
1.2.1. Funcionamiento	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.01%	0.03%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
1.2.2. Inversión	0.13%	0.16%	0.17%	0.09%	0.06%	0.05%	0.04%	0.10%	0.03%	0.04%
1.3. Ingresos Tributarios	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
1.4 Otros Ingresos	0.19%	0.30%	0.27%	0.57%	0.35%	0.23%	0.19%	0.17%	0.27%	0.23%
2. PAGOS TOTALES	1.32%	1.49%	1.74%	2.72%	2.37%	2.01%	1.73%	1.92%	2.06%	2.09%
2.1. PAGOS CORRIENTES	0.98%	1.03%	1.08%	1.85%	1.74%	1.58%	1.52%	1.65%	1.82%	2.00%
2.1.1. Interes deuda Externa	0.09%	0.06%	0.08%	0.06%	0.06%	0.08%	0.05%	0.05%	0.04%	0.03%
2.1.2. Interes deuda Interna	0.19%	0.15%	0.15%	0.14%	0.17%	0.18%	0.13%	0.10%	0.13%	0.14%
2.1.3. Otros	0.69%	0.82%	0.85%	1.65%	1.50%	1.32%	1.35%	1.50%	1.66%	1.82%
2.1.3.1. Servicios Personales	0.19%	0.17%	0.17%	0.19%	0.18%	0.17%	0.12%	0.12%	0.12%	0.12%
2.1.3.2 Operación Comercial	0.11%	0.17%	0.19%	1.04%	0.79%	0.84%	0.97%	1.09%	1.11%	1.28%
2.1.3.3. Transferencias	0.17%	0.25%	0.28%	0.12%	0.34%	0.14%	0.14%	0.15%	0.25%	0.23%
2.1.3.4. Gastos Generales y otros	0.23%	0.22%	0.21%	0.30%	0.20%	0.17%	0.12%	0.15%	0.18%	0.19%
2.2. PAGOS DE CAPITAL	0.35%	0.46%	0.67%	0.87%	0.63%	0.44%	0.21%	0.27%	0.24%	0.09%
2.2.1. Formación bruta de Capital Fi.	0.31%	0.42%	0.51%	0.68%	0.63%	0.44%	0.21%	0.27%	0.24%	0.09%
2.2.2 Otros	0.03%	0.05%	0.16%	0.20%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
3. (DEFICIT) / SUPERAVIT REAL	0.03%	-0.08%	-0.26%	-0.36%	-0.45%	-0.35%	-0.08%	-0.11%	-0.10%	0.10%
4. PRESTAMO NETO	-0.11%	-0.02%	-0.06%	0.06%	0.15%	-0.14%	-0.20%	-0.27%	-0.23%	-0.32%
5. (DEFICIT) / SUPERAVIT (1-2-3)	0.14%	-0.06%	-0.19%	-0.42%	-0.60%	-0.22%	0.12%	0.16%	0.13%	0.42%

Fuente: Confis, calculo de los autores

Tabla No. 3.2: Balance Fiscal del Sector Eléctrico 1994-2003 – En millones de pesos colombianos

CONCEPTO	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
1. INGRESOS TOTALES	913,123.6	1,194,119.5	1,498,365.1	2,865,417.3	2,708,093.6	2,519,765.5	2,889,256.4	3,206,875.9	3,537,945.7	4,084,401.0
1.1. Explotación Bruta	698,222.4	799,834.0	1,058,238.6	2,058,871.6	2,116,623.1	2,050,682.2	2,482,159.0	2,735,541.4	2,996,325.7	3,567,214.8
1.2. Aportes del Gobierno Central	84,753.7	137,415.5	169,676.1	114,609.0	98,520.2	127,180.8	71,447.2	176,805.6	50,697.0	81,501.6
1.2.1. Funcionamiento	0.0	0.0	0.0	0.0	9,497.0	49,636.9	0.0	5,345.0	0.0	0.0
1.2.2. Inversión	84,753.7	137,415.5	169,676.1	114,609.0	89,023.2	77,543.9	71,447.2	171,460.6	50,697.0	81,501.6
1.3. Ingresos Tributarios	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1.4. Otros Ingresos	130,147.5	256,870.1	270,450.5	691,936.6	492,950.3	341,902.4	335,650.1	294,528.8	490,923.0	435,684.6
2. PAGOS TOTALES	892,777.5	1,258,838.5	1,755,482.4	3,308,100.0	3,334,762.0	3,052,804.2	3,034,337.1	3,410,543.4	3,718,396.3	3,904,137.9
2.1. PAGOS CORRIENTES	658,724.5	866,696.1	1,083,145.5	2,246,894.2	2,445,675.4	2,390,660.6	2,659,981.6	2,932,664.5	3,287,240.9	3,731,512.2
2.1.1. Interes deuda Externa	61,079.2	53,386.2	81,722.1	69,246.9	90,242.3	123,675.1	82,589.1	94,278.3	67,144.9	59,269.4
2.1.2. Interes deuda Interna	129,447.3	123,579.3	148,228.7	168,420.2	243,755.5	266,635.8	224,206.5	179,708.2	228,650.2	268,522.0
2.1.3. Otros	468,197.9	689,730.6	853,194.7	2,009,227.2	2,111,677.6	2,000,349.8	2,353,186.0	2,658,678.0	2,991,445.8	3,403,720.8
2.1.3.1. Servicios Personales	126,519.9	142,106.8	174,421.9	234,637.8	252,023.6	260,996.0	209,378.1	205,098.0	224,952.4	228,670.6
2.1.3.2. Operación Comercial	71,346.9	147,615.5	190,886.2	1,261,332.3	1,109,377.0	1,268,200.2	1,689,609.3	1,929,610.9	1,997,069.3	2,388,235.2
2.1.3.3. Transferencias	112,574.8	210,756.3	277,724.0	149,645.9	473,811.9	213,098.8	240,630.8	259,542.0	451,509.7	436,664.9
2.1.3.4. Gastos Generales y otros	157,756.3	189,252.0	210,162.6	363,611.1	276,465.1	258,054.9	213,567.8	264,427.1	317,914.4	350,150.0
2.2. PAGOS DE CAPITAL	234,053.0	392,142.4	672,336.9	1,061,205.8	889,086.6	662,143.5	374,355.4	477,878.9	431,155.4	172,625.6
2.2.1. Formación bruta de Capital Fi.	211,418.9	353,595.0	513,925.0	822,121.3	889,012.0	662,143.5	374,355.4	477,878.9	431,155.3	172,625.6
2.2.2 Otros	22,634.1	38,547.4	158,411.9	239,084.5	74.7	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0
3. (DEFICIT) / SUPERAVIT REAL	20,346.2	(64,719.0)	(257,117.3)	(442,682.8)	(626,668.4)	(533,038.7)	(145,080.6)	(203,667.5)	(180,450.6)	180,263.2
4. PRESTAMO NETO	(76,771.0)	(16,133.0)	(63,900.0)	69,400.0	210,367.7	(205,924.1)	(348,381.0)	(479,234.4)	(422,867.6)	(596,415.2)
5. (DEFICIT) / SUPERAVIT (1-2-3)	97,117.2	(48,586.0)	(193,217.3)	(512,082.8)	(837,036.1)	(327,114.6)	203,300.4	275,566.9	242,417.0	776,678.4

Fuente: Confis

Durante los últimos años, los préstamos netos de la Nación al sector se han destinado ante todo para el pago de tres rubros principales: i) para el pago de los PPAs (acuerdos de energía garantizados) de Corelca a Tebsa, ii) para cubrir el pago de los compromisos para la financiación del proyecto civil de la hidroeléctrica de Urrá, y iii) para cubrir las deudas de las electrificadoras, en algunos casos con el mercado mayorista. En varias ocasiones estos préstamos se han capitalizado en las empresas. Un recuento de las operaciones de rescate por parte de la Nación al sector, durante los últimos diez años, se presenta más adelante en una sección aparte.

Existe una diferencia importante entre el balance fiscal del sector durante los últimos años y el balance que el mismo experimentó a fines de los ochenta y principios de los noventa. 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 inversiones (formación bruta de capital fijo- FIBCF) y el de pagos por operación comercial.

En materia de inversiones (FIBKF), las empresas cuyas inversiones representan una mayor participación dentro de las cuentas son ISA, Urrá e ISAGEN. Debe mencionarse, sin embargo, que tanto ISA como ISAGEN han presentado superávit en su operación comercial, lo cual les ha permitido cubrir esas inversiones. No obstante, los pagos de capital por inversiones realizadas por empresas en las que la participación pública es mayoritaria, impactan significativamente el balance fiscal nacional últimos años.

En lo que concierne a los pagos por operación comercial, el rubro que más impacto tiene sobre las finanzas públicas es el concerniente a los pagos por compras de energía. En un estudio reciente, Rojas y Chahín (2004) hacen una descripción de los casos en los que los ingresos por explotación bruta de las empresas no alcanzan para cubrir sus pagos por operación comercial (compras de energía más compra de combustibles para operar las plantas). Sus resultados muestran como Corelca con su PPA de Tebsa presenta, a partir de 1998, un déficit entre los Ingresos por Explotación Bruta y los Pagos por Operación Comercial y Compras de Energía y Combustible, déficit que supera la barrera de los US\$ 100 millones en todos los años a partir de 2001 (el déficit representó 0.14% del PIB en el 2001, 0.11% del PIB en el 2002 y 0.14% del PIB en el 2003). El segundo caso en el que el déficit fue significativo fue el de la Empresa de Energía de Boyacá, Ebsa, en la que los pagos del PPA de Sochagota impactaron el balance durante los años 2000 y 2001. Los autores resaltan el buen desempeño comercial de empresas como

ISAGEN donde los ingresos brutos por explotación superan con una diferencia importante los pagos por operación comercial.

Uno de los resultados más impactantes del estudio de Rojas y Chahín es el concerniente a las “Operaciones de rescate” de la Nación a las empresas del sector. Como puede apreciarse en la Tabla No. 3.3, estas operaciones que adquieren distintas formas¹¹ alcanzaron un monto global, en términos de pesos y dólares del 2003 para los últimos 10 años cercano a \$7.6 billones de pesos de 2003 (US\$ 2,637 millones).

Este tipo de comportamiento por parte de la Nación crea un “riesgo moral” significativo en la administración de las empresas, las cuales pueden optar por preferir el rescate de la Nación a mejorar la gestión. Este riesgo moral se potencia aún más ante la inexistencia de un sistema de premios y castigos por medio del cual se relacione el desempeño de las empresas con la gestión de su cuerpo administrativo. Si bien recientemente se han estado haciendo experimentos con códigos de buen gobierno en algunas electrificadoras (ej. Santander), las experiencias previas con Convenios de Desempeño (vigilados por la FEN) y Acuerdos de Eficiencia en la Gestión (controlados por la SSPD) demostró resultados muy pobres. Excepto por la experiencia de ISA y su acuerdo de gobernabilidad corporativa, los otros casos aún no han demostrado resultados positivos.

¹¹ Como por ejemplo, préstamos netos de la Nación a las empresas para ayudarles a cubrir sus deudas; asunción de deudas de las empresas con el Mercado Mayorista de Energía por parte de la Nación, recibiendo a cambio acciones en las empresas del sector, cruce de cuentas y operaciones financieras entre las empresas públicas; distribución de excedentes financieros de la Nación por concepto de utilidades en algunas empresas (ej. ISA, ISAGEN) para fortalecer a otras empresas deficitarias (por lo general las electrificadoras); aportes a través de Presupuesto General de la Nación para permitir la liquidación y puesta en funcionamiento de nuevas empresas (como es el caso de Electrochocó y Dispac); y por último el aporte de recursos para la capitalización de empresas cuyo capital es en su mayoría privado.

Tabla No. 3.3
Operaciones de Rescate de la Nación a Empresas Eléctricas

Año de operación de rescate	Descripción de la Operación	Millones Dólares 2003	Monto en millones de pesos del 2003	% del PIB del 2003
Periodo 1991-1996 (1)	1991: La Nación asume deudas de las empresas con ISA y recibe acciones de ISA de propiedad de las distribuidoras. US\$ 1.186 millones.	\$1,287.1	\$ 3,701,675.8	1.659%
	1992: La Nación efectuó cruces de cuentas y operaciones financieras necesarias para cubrir los montos refinanciados de las empresas generadoras, ICEL y CORELCA, a las distribuidoras. US\$ 547 millones.	\$593.6	\$ 1,707,265.3	0.765%
	1994: Distribución de excedentes financieros de la Nación por concepto de utilidades en ISA para fortalecer las electrificadoras. US\$ 22 millones.	\$23.9	\$ 68,665.1	0.031%
	1995: Distribución de los excedentes financieros de la Nación por concepto de utilidades en ISA y BETANIA para fortalecer las electrificadoras. US\$ 10 millones.	\$10.9	\$ 31,211.4	0.014%
	1996: Distribución de los excedentes financieros de la Nación por concepto de utilidades en BETANIA para fortalecer las electrificadoras. US\$ 6 millones.	\$6.5	\$ 18,726.9	0.008%
Diciembre de 1997 (2)	La Nación asume deudas de las empresas con el Mercado Mayorista de Energía recibiendo acciones en las empresas del sector.	\$337.5	\$ 970,675.5	0.435%
Marzo de 1998 (3)	Seguimiento al proceso de reestructuración de empresas de distribución eléctrica y garantía de la Nación a operaciones de crédito.	\$199.7	\$ 574,290.3	0.257%
2001 (4)	Ley 859, destinó \$270.000 millones, de los cuales la resolución 18 0324 distribuyó \$244.000 millones para el pago de deudas de municipios por suministro de energía a entidades públicas y a alumbrado público	\$104.5	\$ 300,663.4	0.135%
2002 (5)	Saneamiento de Electrocosta y Electricaribe - La Nación capitalizó las empresas por medio de Corelca a cambio de acciones: \$48,000 millones	\$18.0	\$ 51,662.4	0.027%
	Creación de DISPAC y liquidación de la Electrificadora del Chocó. Operación registrada en el Presupuesto General de la Nación.	\$8.5	\$ 24,539.6	0.011%
2003 (6)	Interventoría e inversión en DISPAC. Operación registrada en el Presupuesto General de la Nación.	\$19.9	\$ 57,139.7	0.026%
	2do saneamiento de Electrocosta y Electricaribe - inyección de capital a cambio de acciones x medio de Corelca	\$27.1	\$ 78,000.0	0.035%
Total		\$2,637.2	\$7,584,515.5	3.402%

Fuente: Rojas y Chahín, 2004

(1) Documentos Conpes No.2534, No. 2585, No. 2923, No. 2864, No. 2700 y No. 2780

(2) Documento Conpes 2923 de abril 29 de 1997

(3) Documento Conpes 2993 de marzo 25 de 1998

(4), (5) y (6) DNP

Por otra parte, si bien el Estado colombiano tiene la responsabilidad constitucional de prestar directamente o indirectamente el servicio de energía eléctrica, es indispensable que esa función constitucional de “prestador de última instancia” del servicio no se confunda con una de “prestador de “primera” o “segunda” instancia. De igual forma esa responsabilidad final en la prestación del servicio no implica que el Estado no pueda delegar la función operativa del mismo. Es más, la responsabilidad constitucional también exige que el servicio sea prestado de forma eficiente, lo cual no siempre ha sido el caso cuando el mismo es suministrado por empresas estatales.

Preocupa que además de las operaciones de rescate a las empresas públicas, la Nación haya empezado a rescatar a las privadas. Tal es el caso de las capitalizaciones recientes a ELECTROCOSTA y ELECTRICARIBE. Si bien pueden existir múltiples argumentos -sustentados en la problemática particular de las áreas atendidas por esas empresas- para buscar una justificación para esas intervenciones, la señal para el resto de los inversionistas no es la más adecuada. Éstos, por ejemplo, podrían optar por el lobby político para obtener rescates de parte del Estado. Asimismo, existen serias dificultades para poder distinguir los casos en los que los problemas de las áreas atendidas están relacionados con problemas de fuerza mayor y no con la gestión particular de las empresas.

b) Contribución al Déficit Público por parte de cada una de las Empresas

La pregunta que cabe hacerse es qué hubiera pasado con las cuentas del Sector Público No Financiero (SPNF) descentralizado si las inversiones en FIBKF las hubiesen hecho empresas privadas, si la Nación no hubiese tenido que asumir los costos por las deudas de las electrificadoras ni garantizar los pagos por concepto de los PPA. Reconociendo de antemano que la realización de proyectos como el de Tebsa hubiese sido muy difícil sin un PPA en momentos en los que el país carecía de un marco regulatorio claro y estable para el sector, que los otros PPA se firmaron en momentos en los que el esquema regulatorio y las nuevas instituciones del sector estaban apenas desarrollándose, y que parte de las deudas asumidas por el Estado son heredadas de períodos anteriores a la reforma sectorial, a continuación se busca evaluar cuánto ha tenido que pagar la Nación por concepto de los déficit en las empresas, durante los últimos 10 años.

Para ello se estima cuánto ha contribuido cada empresa al déficit / superávit fiscal durante los últimos 10 años. En la Tabla No. 3.4 se presenta la contribución al déficit público por empresa antes de préstamos netos por parte de la Nación, en

millones de pesos y como porcentaje del PIB, respectivamente. Se encuentra que en 7 de los últimos 10 años la contribución agregada de las empresas del sector al balance fiscal nacional fue negativa.

En forma individual, cabe resaltar que tanto Corelca y Urrá han contribuido negativamente en el balance fiscal durante los últimos 8 años. En el caso particular de Corelca, esa contribución al déficit fiscal ha sido superior al 0.1% del PIB durante los últimos 5 años. Si bien ISA ha contribuido positivamente al balance fiscal nacional durante los últimos 4 años, la empresa con el mejor desempeño y que más ha contribuido positivamente es ISAGEN. Esta sólo contribuyó negativamente al balance fiscal en el año 2000. La contribución de las electrificadoras (Subicel) al balance fiscal es bastante disímil. De los 9 años para los que se cuenta con información, en 5 de ellos contribuyeron a profundizar el déficit.

Tabla No. 3.4

Contribución al déficit público por empresa antes de Préstamos Netos-
Millones de pesos

Empresa	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
ISA	-15,666	123,444	45,855	-79,415	-351,075	-121,470	66,373	63,880	92,782	208,699
CORELCA	3,225	8,176	-19,666	-71,402	-50,790	-251,321	-180,221	-298,402	-221,386	-288,335
ISAGEN	0	0	30,486	425,897	151,604	158,331	-23,910	38,198	12,621	231,610
URRA	1,493	-7,916	-111,302	-110,230	-288,503	-187,428	-59,374	-39,396	-35,169	-31,853
SUBICEL	-	-16,740	-1,633	-29,014	22,404	-76,615	44,394	32,052	-29,298	60,142
Total	-10,947	106,965	-56,260	135,837	-516,361	-478,503	-152,738	-203,668	-180,451	180,263

Fuente: Rojas y Chahín 2004

Contribución al déficit público por empresa antes de Préstamos Netos – como porcentaje del PIB

Empresa	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
ISA	-0.023%	0.146%	0.046%	-0.065%	-0.250%	-0.080%	0.038%	0.034%	0.046%	0.094%
CORELCA	0.005%	0.010%	-0.020%	-0.059%	-0.036%	-0.166%	-0.103%	-0.159%	-0.110%	-0.129%
ISAGEN	0.000%	0.000%	0.030%	0.350%	0.108%	0.104%	-0.014%	0.020%	0.006%	0.104%
URRA	0.002%	-0.009%	-0.111%	-0.091%	-0.205%	-0.124%	-0.034%	-0.021%	-0.017%	-0.014%
SUBICEL	-	-0.020%	-0.002%	-0.024%	0.016%	-0.051%	0.025%	0.017%	-0.015%	0.027%
Total	-0.016%	0.127%	-0.056%	0.112%	-0.368%	-0.316%	-0.087%	-0.108%	-0.089%	0.081%

Fuente: Rojas y Chahín 2004

En la Tabla No. 3.5 se presentan los resultados de la estimación en valor presente de la magnitud de los recursos que el Estado ha tenido que girar para cubrir esos faltantes o que ha recibido como consecuencia de los superávits durante los últimos diez años. Específicamente, en la parte superior de la Tabla se presenta el resultado después de préstamos netos mientras que en la inferior se presenta antes de préstamos netos. Como puede apreciarse existe una gran diferencia entre ambas secciones. Es así como después de considerar los préstamos netos de la Nación al sector, se tendría que el mismo, durante los últimos 10 años, habría contribuido positivamente al balance fiscal nacional en pesos de 2003, en el orden de 7 billones de pesos (US\$ 2,521 millones de dólares de 2003).

Un resultado antagónico se da cuando se hace la misma estimación pero sin considerar los préstamos netos. En este caso, en términos de pesos y dólares del 2003, el Estado habría tenido que girar recursos por \$917,528 millones (US\$ 319 millones) para cubrir los déficits de las empresas en los últimos 10 años.

Tabla No. 3.5

Déficit / Superávit sectorial de la última década - en valores de 2003

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Total
Total Deficit/ Superávit	65,824	123,098	-30,360	63,150	-726,831	-278,453	195,643	275,567	242,417	776,678	
En millones de pesos de 2003	5,079,165	3,328,327	-341,856	346,090	-2,265,220	-566,407	292,527	339,561	260,913	776,678	7,249,778
En US\$ de 2003	1,766	1,157	-119	120	-788	-197	102	118	91	270	2,521

Fuente: Rojas y Chahín 2004

Déficit / Superávit sectorial de la última década, antes de Préstamos Netos - en valores de 2003

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Total
Total Deficit/ Superávit	-10,947	106,965	-56,260	135,837	-516,361	-478,503	-152,738	-203,668	-180,451	180,263	
En millones de pesos de 2003	-844,696	2,892,121	-633,497	744,447	-1,609,274	-973,332	-228,376	-250,965	-194,219	180,263	-917,528
En US\$ de 2003	-294	1,006	-220	259	-560	-338	-79	-87	-68	63	-319

Fuente: Rojas y Chahín 2004

c) *Los Ingresos por las privatizaciones*

Si por un lado el Estado ha tenido que girar recursos para cubrir los déficit de algunas de sus empresas, por otro ha sido un receptor importante de ingresos como consecuencia de la venta de su participación en algunas compañías del sector. Es así como a partir de la reforma pueden identificarse dos fases distintas de procesos de vinculación de capital privado al sector. Una primera fase muy dinámica se dio entre 1996 – 1998 y una segunda fase un poco más traumática por el fracaso repetido de distintos procesos de privatización que se da entre 1999 y 2003.

La primera fase se caracterizó por la ejecución de un número importante de procesos de vinculación de capital privado a la industria, un proceso muy dinámico en el cual en poco menos de tres años ingresaron cerca de US\$ 5,200 millones al sector, una cifra nada despreciable si se tienen en cuenta los montos anuales como porcentaje del PIB y el interés por invertir en el sector eléctrico colombiano (que se refleja en la prima sobre el precio base). Estos procesos se resumen en el cuadro siguiente:

Tabla No. 3.6 – Fase 1 del proceso de vinculación de capital privado

Período 1996-1998				
Año	Proceso	Precio Base US\$ Millones	Total Venta US\$ Millones	Prima sobre precio Base
1996	Betania	360	502	39%
	Chivor	600	641	7%
	Tasajero	30	18	nd
	Cartagena	15	16	3%
Total		1005	1177	17,0%
% PIB			1,21%	
1997	EPSA (CVC)	547	622	14%
	Emgesa	610	951	56%
	Codensa	290	1226	323%
Total		1447	2799	93,0%
% PIB			2,62%	
1998	Electrocosta y Electricaribe	815	1035	27%
	Transelca	126	185	47%
Total		941	1220	30,0%
% PIB			1,22%	

Fuente: DNP

Durante la segunda fase, se han llevado a cabo distintos procesos de privatización pero sin conseguir los resultados esperados. Como se presenta en el cuadro siguiente, 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 exitoso programa “ISA Acciones para Todos” consistió en una vinculación masiva de nuevos accionistas a la empresa (aprox. 90,000, hoy quedan aprox. 77,000), a través de una emisión primaria de acciones durante el 2000 y luego con una segunda emisión en 2002.

Tabla No. 3.7 – Fase 2 del proceso de vinculación de capital privado

Período 1999-2002				
Año	Proceso	Precio Base US\$ Millones	Total Venta US\$ Millones	Prima sobre precio Base
2000 y 2002	ISA (Participación Ciudadana): I. Emisión -2000 II. Emisión -2002	n.d.	I. Emisión: 48 II. Emisión: 51	I. Emisión: sobre-demanda del 29% II. Emisión: sobre- demanda del 40%

Fuente: ISA, “La importancia de los mercados de capitales para Colombia,” Simposio Mercado de Capitales, Asobancaria, Feb 04.

En ambas fases, fueron diversos los esquemas utilizados para ejecutar la transferencia de la propiedad estatal al sector privado:¹²

¹² Un recuento detallado de estos esquemas junto con una evaluación de los procesos de privatización adelantados entre 1996 y 1998, puede encontrarse en “Balance de la Reforma del Sector Eléctrico: Las privatizaciones y el marco regulatorio – el caso colombiano, Departamento Nacional de Planeación, Unidad de Infraestructura y Energía, Octubre de 1999”

Tabla No. 3.8 – Esquemas de vinculación de capital privado

Empresa	Esquema
Chivor, Tasajero, Cartagena	Constitución de empresas alrededor de plantas generadoras unidades independientes y viables) y venta de acciones
Betania (generación) y EPSA (antigua CVC - G,T,D y C)	Venta de acciones de empresas existentes
EEB (matriz y transmisora) + Codensa (D + C) y Emgesa (G + C)	Desintegración Vertical de una empresa existente y la capitalización de la empresa matriz transmisora resultante y sus filiales de distribución / comercialización y generación
Electrocosta y Electricaribe	Capitalización de dos nuevas sociedades de distribución creadas a partir de las antiguas empresas de distribución de la Costa Atlántica
Transelca	Capitalización de una nueva empresa de transmisión, creada a partir de la desintegración vertical de Corelca
ISA	Ventas masivas de acciones a través de varios procesos de participación ciudadana
EDQ y CHEC	Venta de acciones a empresas públicas municipales

Fuente: DNP

d) Impacto sobre el balance fiscal del GNC de los subsidios y fondos especiales

Los Fondos Especiales componen una fuente de ingresos dentro de las cuentas del Gobierno Nacional Central. Estos fondos han sido creados a través de leyes de la República y su objetivo principal consiste en poder asegurarle una destinación a unos recursos específicos. En particular, el sector eléctrico se beneficia de tres fondos: el Fondo Nacional de Regalías (FNR), el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas No Interconectadas (FAZNI) y el Fondo de Apoyo para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER).

La creación de los fondos de energización junto con la política actual del gobierno en la que se le brinda prioridad a las inversiones en saneamiento básico, salud y educación, ha llevado a que la inversión aprobada en energía con recursos del FNR sea cada vez menor. Es así como en el año 2001 se realizaron inversiones en el área de energía con recursos del FNR por un monto cercano a los 85 mil millones, mientras que en el 2003 esas inversiones alcanzaron 5,5 mil millones de pesos (poco más de US\$ 2 millones). (Ver Tabla 3.9).

Tabla No. 3.9

FNR - Inversión Aprobada en Energía

	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Energía	\$ 24,840,353,619	\$ 62,366,954,000	\$ 30,130,216,000	\$ 84,828,397,000	\$ 6,891,110,000	\$ 5,488,386,000

Por la forma como fueron concebidos, tanto el FAZNI como el FAER poseen recursos de financiación importantes. El FAZNI se creó por medio de la Ley 633 de 2000 y sus recursos provienen de la contribución de un peso (\$1.00)¹³ por cada kilovatio hora despachado en la Bolsa de Energía Mayorista. Los ingresos del Fondo durante su vigencia, definida en siete años en la ley, se estiman en US\$ 140 millones, con lo cual se garantizan unos recursos de inversión significativos para la financiación para proyectos en las Zonas No Interconectadas. Si bien el FAZNI existe desde enero de 2001, los recursos del mismo se han utilizado poco. En el 2003 fueron ejecutados \$16.758 millones (aproximadamente US\$ 6 millones).

En forma similar, el FAER fue creado por la Ley 788 de 2002, y sus recursos provienen de la contribución de un peso (\$1.00)¹⁴ por cada kilovatio hora despachado en la Bolsa de Energía Mayorista. Al igual que como sucede con el FAZNI, los recursos del FAER se están invirtiendo poco.¹⁵

Por su parte, los subsidios se registran como un gasto de funcionamiento dentro de las cuentas fiscales del Estado. Los mismos se incluyen dentro del rubro de transferencias que realiza el Gobierno Central y que gira a los entes regionales y locales. Por ejemplo, dentro del Plan Financiero del 2004 el Confis estima que por concepto de subsidios a las tarifas eléctricas el Estado gastará \$215 mil millones de pesos (aprox US\$ 79 millones o 0.09% del PIB estimado para 2004).

En el sector eléctrico de Colombia existen actualmente tanto subsidios a la demanda como a la oferta. En lo que concierne a subsidios a la demanda, existen 2 tipos.

¹³ Pesos de 2000.

¹⁴ Pesos de 2002.

¹⁵ Fue así como en su primer año de operación, el Comité de Administración del FAER en reunión del 23 de diciembre de 2003 aprobó le sean asignados recursos a seis (6) proyectos de construcción de redes eléctricas en zonas rurales, todos ellos en el Departamento de Boyacá. Los proyectos corresponden a la construcción de redes eléctricas en los municipios de Paipa, Pesca, Pajarito, Jerico y Chita. Los mismos tienen un costo total de \$2,200 millones (aprox. US\$ 830 mil) y dado que son cofinanciados requieren recursos del FAER por \$1.930 millones (aprox. US\$ 730 mil).

- Por un lado están los subsidios cruzados en los cuales los estratos 5 y 6 pagan un “sobre valor”, también conocido como contribución¹⁶ y que se distribuye para los estratos 1, 2 y 3.

- En segundo lugar, existen los subsidios directos al consumo, a través de los cuales el Estado asume parte de los costos de prestación del servicio de tal manera que, la energía eléctrica en una cantidad mínima definida como consumo de subsistencia, pueda llegar a los sectores más pobres de la población a un precio más bajo que el de mercado. Actualmente sobre los primeros 200 Kwh. de consumo se subsidia el 50% de costo de prestación del servicio para el Estrato 1, 40% para el Estrato 2 y 15% para el Estrato 3.

Al analizar el comportamiento de los subsidios para tarifas eléctricas durante la última década, se encuentra que los mismos han venido disminuyendo considerablemente. Como se puede apreciar en el Gráfico No. 3.2, los mismos pasaron de 1.2 billones de pesos en 1995 (pesos de 2003, o 435 millones de dólares de 2003) a 211 mil millones de pesos en el 2003 (73.6 millones de dólares).

Al traer a pesos constantes de 2003 los valores pagados anualmente por concepto de subsidios entre 1995 y 2003, se encuentra que el Estado ha pagado 4.4 billones de pesos (aproximadamente US\$ 1,542 millones) en los últimos 9 años. Estas estimaciones se presentan en la Tabla No. 3.10.

Aún así, debe mencionarse que durante la última década se ha hecho un esfuerzo importante por desmontar los subsidios. En lo que concierne a los subsidios “extralegales,” estos han sido desmontados casi en su totalidad. En cuanto a los subsidios “legales” se ha pasado de subsidiar el 99% del consumo de subsistencia para los estratos 1 y 2 a cubrir el 50% de ese consumo en el Estrato 1 y el 40% en el Estrato 2¹⁷. El desmonte en el Estrato 3 también ha sido significativo, quedando sólo subsidiado un 15% del consumo de subsistencia hoy en día.

¹⁶ “Impuesto nacional de destinación específica” de acuerdo con la Sentencia de la Corte Constitucional 086 de 1998.

¹⁷ Resoluciones de la CREG No. 114 y 115 de 1996; 29 77, 82 y 133 de 1997 y 032 de 2000.

Gráfico No. 3.2

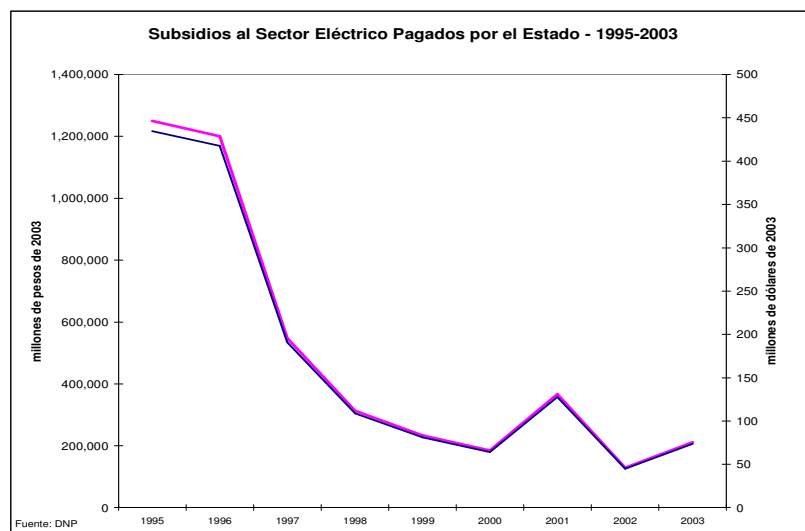


Tabla No. 3.10

Subsidios para Tarifas Eléctricas apropiados, comprometidos y pagados

Vigencia	Apropiación Precios Corrientes	Compromisos Precios Corrientes	Pago Precios Corrientes
1995	60,000,000,000.0	59,800,000,000.0	46,247,560,000.0
1996	107,271,137,000.0	107,271,137,000.0	106,662,210,000.0
1997	109,339,213,000.0	109,339,213,000.0	100,000,000,007.0
1998	173,859,000,000.0	173,859,000,000.0	100,467,405,891.0
1999	174,805,000,000.0	174,805,000,000.0	114,522,050,001.0
2000	133,204,840,000.0	133,201,340,000.0	123,072,640,000.0
2001	297,875,325,087.0	297,875,324,790.0	297,825,837,502.0
2002	130,000,000,000.0	129,862,488,878.0	119,623,317,654.0
2003	218,888,889,000.0	218,757,350,122.0	211,706,744,910.0
Total general	1,405,243,404,087.0	1,404,770,853,790.0	1,220,127,765,965.0

Vigencia	Apropiación		
	Pesos del 2003	USD del 2003	% del PIB
1995	1,622,287,781,746	564,093,776	0.071%
1996	1,207,900,694,287	420,005,175	0.107%
1997	599,229,258,199	208,360,994	0.090%
1998	541,843,621,413	188,407,148	0.124%
1999	355,574,219,422	123,638,485	0.115%
2000	199,169,535,289	69,254,232	0.076%
2001	367,049,986,683	127,628,782	0.158%
2002	139,918,992,775	48,651,931	0.064%
2003	218,888,889,000	76,110,947	0.098%
	5,474,282,382,108	1,903,490,031	

Vigencia	Pago		
	Pesos del 2003	USD del 2003	% del PIB
1995	1,250,447,525,393	434,799,346	0.055%
1996	1,201,044,019,074	417,621,006	0.106%
1997	548,046,068,560	190,563,832	0.082%
1998	313,113,632,552	108,874,303	0.072%
1999	232,951,509,029	81,000,731	0.076%
2000	184,019,743,694	63,986,423	0.070%
2001	366,989,006,750	127,607,578	0.158%
2002	128,750,570,143	44,768,503	0.059%
2003	211,706,744,910	73,613,608	0.095%
	4,437,068,820,104	1,542,835,330	

Fuente: Rojas y Chahín 2004

El criterio de solidaridad y redistribución de ingresos previsto en la Ley y que se traduce en los subsidios cruzados, se constituye como el mecanismo para garantizar que la tarifa esté asociada con la capacidad de pago de los usuarios servidos por una empresa determinada. De esta manera se logra que las empresas reciban ingresos que reflejan el costo de prestación del servicio, sin importar el nivel socioeconómico de los usuarios servidos. Dentro de los esfuerzos que ha realizado el Gobierno con el fin de garantizar la transparencia del mecanismo por el cual se lleva a cabo la liquidación de los subsidios, se ha diseñado la reglamentación en torno al Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos (FSSRI)¹⁸. El FSSRI se definió como una cuenta especial de manejo de recursos públicos, sin personería jurídica sujeto a las normas y procedimientos establecidos en la Constitución Nacional y el Estatuto Orgánico de Presupuesto. En dicha cuenta se depositan los recursos provenientes de los excedentes de la contribución de solidaridad una vez se apliquen para el pago de la totalidad de subsidios requeridos en las respectivas zonas territoriales.

En este sentido, aunque la Nación a través del Ministerio de Minas y Energía, ha logrado grandes avances en la operatividad y manejo de cuentas del Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos, se requiere mejorar aspectos como el giro oportuno de los recursos del presupuesto general asignados para los subsidios del sector eléctrico. Estos pueden demorarse hasta 8 meses en ser girados generándole serios problemas financieros a empresas con una gran cantidad de usuarios en los estratos 1, 2 y 3. En igual sentido, hacia el futuro sería importante que las regiones participaran con aportes para cubrir posibles faltantes de los subsidios aplicados de las contribuciones o de los aportes del presupuesto general de la Nación, aunque esto no es políticamente fácil.

Recientemente se están ejerciendo presiones para revivir los subsidios “encubiertos” en el SIN. Una forma que podría adquirir este subsidio sería forzando a un generador estatal para que venda energía barata, a precios por debajo de los niveles del mercado, a empresas distribuidoras. A través de las empresas de “energía social,” como se les ha denominado, se estarían ejerciendo este tipo de presiones. Lejos de estar de acuerdo con este tipo de subvenciones -mucho menos para una empresa privada- si fuera política del Gobierno revivir este tipo de subsidios, la recomendación sería que lo hiciera sin crear las distorsiones que se han estado eliminando durante los últimos diez años. Si el Gobierno tiene como política la de ayudar a otras empresas del SIN, debería hacerse de manera

¹⁸ Creado en 1997, mediante el Decreto 3087, el cual reglamentó su naturaleza y operación, y en el que se estipula el procedimiento interno por el cual se rige.

explícita y transparente sin distorsionar los precios en el mercado mayorista de electricidad.

En suma, los resultados muestran que si bien el sector eléctrico no está demandando los recursos que requirió del fisco en épocas anteriores y su impacto es menor sobre las finanzas públicas hoy en día si se compara con el impacto que el mismo tenía en la década del ochenta, ello no significa que el mismo no sea significativo. 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, continúe desempeñando un papel como proveedor de “primera instancia” financiando o otorgando garantías a proyectos de generación o expansión de las redes en el sector. Preocupa sobremanera que justo cuando las empresas públicas como un todo arrojaron un resultado positivo en las cuentas fiscales (año 2003) el Gobierno esté estudiando la posibilidad de otorgar garantías/salvaguardas a emprendimientos hidroeléctricos adelantados por empresas municipales o grupos privados. Medidas de ese estilo serían un gran retroceso ya que por medio de las mismas se acentuaría el riesgo fiscal y el rol del Estado como agente productor.

III.2 Resultados en materia tarifaria

a) Estructuras tarifarias

De acuerdo con la regulación vigente (Resolución CREG-079 de 1997), los Comercializadores pueden cobrar a sus Usuarios Finales Regulados, en el SIN, los siguientes cargos:

- Un Cargo por Unidad de Consumo, de acuerdo con diferentes opciones tarifarias. Estas opciones deben ser el resultado de descomponer los ítems de costos descriptos.
- Un Cargo de Conexión, por una sola vez, en el momento de efectuar la conexión al servicio. Este Cargo debe cubrir los costos asociados con la acometida y el medidor (Resolución CREG-225 de 1997).

Para la determinación de las tarifas aplicables se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones adicionales, relacionadas con la legislación vigente en materia de subsidios y contribuciones:

Las Leyes 142 y 143 de 1994, desarrollaron el principio de solidaridad y redistribución de ingresos, fijando, sobre el costo de prestación del servicio, los porcentajes de subsidio aplicables a los usuarios residenciales de los estratos socioeconómicos 1, 2 y 3, y los porcentajes de contribución que debían asumir los usuarios residenciales de los estratos 5 y 6 y los usuarios de los sectores productivos (comercio e industria).

El esquema fijado por estas Leyes fue el siguiente:

- Los usuarios de los estratos 1, 2 y 3, reciben subsidios máximos, equivalentes al 50%, 40% y 15% del Costo de Prestación del Servicio, aplicable sobre el "Consumo de Subsistencia" (Actualmente es de 200 kWh-Mes, cifra que puede ser revisada por la UPME - Ley 632 de 2001).

- Los usuarios de los estratos 5 y 6, así como, los usuarios de los sectores industrial y comercial, pagan una contribución del 20% sobre el Costo de Prestación del Servicio, con destino a cubrir los subsidios otorgados a los usuarios de los estratos 1, 2 y 3. Los faltantes o excedentes que registran las empresas, se equilibran a través del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI), administrado por el MME. Si los recursos del Fondo son insuficientes para cubrir el monto total de subsidios, las empresas pueden eliminar parcial, o totalmente, según se requiera, los subsidios que aplican.

Las metas de subsidios y contribuciones fijadas por la Ley requirieron del desmonte gradual de los denominados "subsidios extralegales".

En el SIN la transición finalizó el 31 de diciembre de 2000 y en las zonas no-interconectadas (ZNI) el 31 de diciembre de 2001 (Ley 632 de 2001).

A pesar de que las metas legales ya habían sido alcanzadas, la Ley 812 de 2003 (Plan Nacional de Desarrollo 2003-2006), en su Artículo 116 dispuso que para los estratos 1, 2 y 3 la aplicación de subsidios para los años 2004, 2005 y 2006, deberá hacerse de tal forma que el incremento tarifario a estos usuarios en relación con sus consumos básicos o de subsistencia corresponda en cada mes a la variación del Índice de Precios al Consumo, significando, como se menciona en la sección 3 de este trabajo, no sólo un retroceso en las reformas sectoriales, sino también erogaciones fiscales adicionales en caso de que las tarifas del servicio deban aumentar en términos reales.

b) Evolución de las tarifas

Descrito el régimen tarifario, la Tabla 3.11 a continuación muestra la evolución de las tarifas reales (corregidas por la inflación utilizando el deflactor implícito del PIB) aplicadas a los Usuarios Finales del servicio en el SIN entre 1985 y 2003.¹⁹ Dichas tarifas no incluyen los subsidios entre distintas categorías de clientes, por lo cual pueden interpretarse como tarifas percibidas por las empresas prestadoras del servicio eléctrico, pero no por los usuarios finales (debiendo a tal efecto restarse los subsidios y adicionarse los recargos aplicables para cada categoría).

Puede observarse allí que entre 1985 y 1992 –antes de la reforma– la estructura tarifaria permaneció prácticamente sin cambios (hasta donde la información permite verificar), pasando por un deterioro tarifario real hasta 1991 y una posterior recuperación de similar magnitud entre 1991 y 1992. A partir de entonces, comenzando desde el año 1995, el cuadro permite verificar que los subsidios cruzados implícitos tendieron a desaparecer paulatinamente (ya que la dispersión tarifaria fue cada vez menor entre las distintas categorías de usuarios, incluyendo las diferencias entre los distintos estratos de consumidores residenciales entre sí).

¹⁹ 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 del corriente año, 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.

Tabla No. 3.11

Evolución tarifaria del servicio eléctrico (sin subsidios ni recargos), \$/kWh, en pesos de 2003 (deflactor implícito del PIB)

	1985	1992	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Var.85-92	Var.92-95	Var.85-95	Var.92-99	Var.99-02	Var.92-02	Var.92-02 con subsidio y recargo	Var.02-03
Residencial	121.50	120.25	112.86	127.39	131.89	124.17	124.56	138.39	157.58	179.87	208.66	-1.0%	-6.1%	-7.1%	2.5%	44.4%	49.6%		16.0%
· Estrato 1		76.91	65.74	70.72	75.25	77.31	82.58	93.76	112.40	184.81	210.49		-14.5%			123.8%	140.3%	20.2%	13.9%
· Estrato 2		85.81	76.29	78.67	85.39	100.95	99.83	112.68	133.95	157.79	211.33		-11.1%			58.1%	83.9%	10.3%	33.9%
· Estrato 3		102.94	98.09	102.36	105.81	123.71	130.94	146.59	172.17	182.15	207.26		-4.7%			39.1%	77.0%	50.4%	13.8%
· Estrato 4		134.02	132.38	158.53	197.69	197.26	163.65	179.57	192.04	199.55	207.27		-1.2%			21.9%	48.9%	48.9%	3.9%
· Estrato 5		224.74	230.42	234.37	290.57	234.02	193.11	209.78	217.79	222.54	200.07		2.5%			15.2%	-1.0%	18.8%	-10.1%
· Estrato 6		265.47	266.00	252.94	248.07	240.38	192.00	210.75	220.45	224.88	203.53		0.2%			17.1%	-15.3%	1.7%	-9.5%
No Residencial			204.10	221.90	198.71	205.87	180.04	202.85	208.09	215.67	181.78					19.8%			-15.7%
Comercial		262.55	259.33	279.43	262.02	225.81	192.88	213.67	218.57	223.28	200.01		-1.2%			15.8%	-15.0%	2.1%	-10.4%
Industrial	223.43	220.89	189.69	205.46	174.09	203.64	168.76	194.77	204.43	206.94	156.48	-1.1%	-14.1%	-15.1%	-24.5%	22.6%	-6.3%	12.4%	-24.4%
Oficial		186.84	204.10	211.63	196.95	166.01	166.15	183.37	185.02	201.66	202.46		9.2%			21.4%	7.9%	29.5%	0.4%
Provisional		214.82	132.07	178.75	284.88	228.50	159.44	196.74	215.33	241.93	214.28		-38.5%			51.7%	12.6%	35.1%	-11.4%
Alumbrado Público		258.88	172.89	NI	182.88	214.27	193.59	219.07	207.89	206.24	203.73		-33.2%			6.5%	-20.3%		-1.2%
Especial		208.40	146.47	199.30	163.54	165.53	152.91	167.26	170.03	183.42	180.59		-29.7%			20.0%	-12.0%	5.6%	-1.5%
TOTAL (prom. pond.)	174.15	172.32	160.88	174.64	165.30	157.77	145.36	161.23	175.22	190.59	198.02	-1.1%	-6.6%	-7.6%	-16.5%	31.1%	10.6%	10.6%	3.9%
Residencial / comercial		0.46	0.44	0.46	0.50	0.55	0.65	0.65	0.72	0.81	1.04								
Residencial / industrial	0.54	0.54	0.59	0.62	0.76	0.61	0.74	0.71	0.77	0.87	1.33								
Dispersión residencial		78.53	84.03	79.28	91.22	70.62	46.89	49.47	44.27	25.79	4.25								
Dispersión categorías		69.02	64.74	66.70	69.70	53.49	35.64	39.54	33.78	22.71	15.81								

Fuente: Elaboración propia en base a CREG.

Puede observarse allí también que las tarifas eléctricas en términos reales (antes de aplicar subsidios o cargas solidarias), tal cual son percibidas por las empresas prestadoras del servicio, tendieron a aumentar en conjunto un 10,6% entre 1992 y 2002 (producto de una fuerte reducción hasta 1999 (en torno al 16% para el agregado), con incrementos no menores desde entonces (31% en el agregado), en especial en el año 2002 donde el incremento fue del 15% en promedio), observándose un fuerte aumento para los usuarios residenciales (50% en conjunto, con aumentos particularmente mayores en los estratos 1 a 3) y una reducción tarifaria real en el caso de los usuarios residenciales del estrato 6 y no residenciales que –salvo excepciones como los usuarios oficiales y provisionales– en un rango del 6% hasta el 20%. Puesto que al año 1992 la estructura tarifaria estaba muy distorsionada a favor de los pequeños usuarios residenciales (quienes recibían energía más barata a pesar de que el costo promedio incurrido en su abastecimiento es muy superior al costo promedio de atender al resto de los consumidores debido a la mayor incidencia de costos fijos), la evolución desde 1992 debe juzgarse favorablemente ya que la misma tendió a corregir esta distorsión, reduciéndose fuertemente la dispersión de tarifas entre distintos estratos de usuarios residenciales y entre distintas categorías de clientes (residenciales, comerciales, industriales, etc.).²⁰

Si en vez de utilizar el deflactor del PIB para expresar tarifas reales, se utiliza el IPC, los valores de la Tabla 3.13 anterior cambian levemente según se indica a continuación, siendo el incremento tarifario real algo menor en el período 1992-2002 (5,8% de aumento promedio real, contra 10,6% de aumento real utilizando el deflactor implícito del PIB). Por otra parte, desde la perspectiva de los consumidores, no sólo debe considerarse si corresponde utilizar como deflactor al IPC o al deflactor implícito del PIB (siendo el primero más apropiado para las tarifas residenciales al reflejar mejor la incidencia inflacionaria sobre la canasta de consumo de los usuarios residenciales), sino que, además y fundamentalmente, estas tarifas deben complementarse con los subsidios y cargos solidarios establecidos desde entonces (descuento por el consumo de subsistencia para los estratos 1 a 3 del 50%, 40% y 15%, respectivamente, y un 20% de sobrecargo para los usuarios residenciales de los estratos 5 y 6 y el resto de los usuarios no residenciales).

²⁰ *Los cargos fijos tendieron a eliminarse hacia fines de la década pasada. Las tarifas anteriores en el cuadro igualmente prorratan los cargos fijos cuando éstos existían, de forma tal que no hay subestimación o sobreestimación de la evolución tarifaria entre 1992-2002.*

Tabla No. 3.12

Evolución tarifaria del servicio eléctrico (sin subsidios ni recargos), \$/kWh, en pesos de 2003 (deflactor implícito del PIB)

	1985	1992	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Var.85-92	Var.92-95	Var.85-95	Var.92-99	Var.99-02	Var.92-02	Var.92-02 con subsidio y recargo	Var.02-03
Residencial	121.50	120.25	112.86	127.39	131.89	124.17	124.56	138.39	157.58	179.87	208.66	-1.0%	-6.1%	-7.1%	2.5%	44.4%	49.6%		16.0%
· Estrato 1		76.91	65.74	70.72	75.25	77.31	82.58	93.76	112.40	184.81	210.49		-14.5%			123.8%	140.3%	20.2%	13.9%
· Estrato 2		85.81	76.29	78.67	85.39	100.95	99.83	112.68	133.95	157.79	211.33		-11.1%			58.1%	83.9%	10.3%	33.9%
· Estrato 3		102.94	98.09	102.36	105.81	123.71	130.94	146.59	172.17	182.15	207.26		-4.7%			39.1%	77.0%	50.4%	13.8%
· Estrato 4		134.02	132.38	158.53	197.69	197.26	163.65	179.57	192.04	199.55	207.27		-1.2%			21.9%	48.9%	48.9%	3.9%
· Estrato 5		224.74	230.42	234.37	290.57	234.02	193.11	209.78	217.79	222.54	200.07		2.5%			15.2%	-1.0%	18.8%	-10.1%
· Estrato 6		265.47	266.00	252.94	248.07	240.38	192.00	210.75	220.45	224.88	203.53		0.2%			17.1%	-15.3%	1.7%	-9.5%
No Residencial			204.10	221.90	198.71	205.87	180.04	202.85	208.09	215.67	181.78					19.8%			-15.7%
Comercial		262.55	259.33	279.43	262.02	225.81	192.88	213.67	218.57	223.28	200.01		-1.2%			15.8%	-15.0%	2.1%	-10.4%
Industrial	223.43	220.89	189.69	205.46	174.09	203.64	168.76	194.77	204.43	206.94	156.48	-1.1%	-14.1%	-15.1%	-24.5%	22.6%	-6.3%	12.4%	-24.4%
Oficial		186.84	204.10	211.63	196.95	166.01	166.15	183.37	185.02	201.66	202.46		9.2%			21.4%	7.9%	29.5%	0.4%
Provisional		214.82	132.07	178.75	284.88	228.50	159.44	196.74	215.33	241.93	214.28		-38.5%			51.7%	12.6%	35.1%	-11.4%
Alumbrado Público		258.88	172.89	NI	182.88	214.27	193.59	219.07	207.89	206.24	203.73		-33.2%			6.5%	-20.3%		-1.2%
Especial		208.40	146.47	199.30	163.54	165.53	152.91	167.26	170.03	183.42	180.59		-29.7%			20.0%	-12.0%	5.6%	-1.5%
TOTAL (prom. pond.)	174.15	172.32	160.88	174.64	165.30	157.77	145.36	161.23	175.22	190.59	198.02	-1.1%	-6.6%	-7.6%	-16.5%	31.1%	10.6%	10.6%	3.9%
Residencial / comercial		0.46	0.44	0.46	0.50	0.55	0.65	0.65	0.72	0.81	1.04								
Residencial / industrial	0.54	0.54	0.59	0.62	0.76	0.61	0.74	0.71	0.77	0.87	1.33								
Dispersión residencial		78.53	84.03	79.28	91.22	70.62	46.89	49.47	44.27	25.79	4.25								
Dispersión categorías		69.02	64.74	66.70	69.70	53.49	35.64	39.54	33.78	22.71	15.81								

Fuente: Elaboración propia en base a CREG.

Tabla No. 3.13

Evolución tarifaria del servicio eléctrico (sin subsidios ni recargos), \$/kWh, en pesos de 2003 (deflactor IPC)

	1985	1992	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Var.85-92	Var.92-95	Var.85-95	Var.92-99	Var.99-02	Var.92-02	Var.92-02 con subsidio y recargo	Var.02-03
Residencial	126.67	125.12	118.91	129.85	132.59	120.72	123.02	140.30	156.82	179.04	208.66	-1.2%	-5.0%	-6.1%	-2.9%	45.5%	43.1%		16.5%
· Estrato 1		80.02	69.27	72.09	75.65	75.17	81.55	95.05	111.86	183.96	210.49		-13.4%			125.6%	129.9%	14.9%	14.4%
· Estrato 2		89.28	80.38	80.19	85.85	98.15	98.59	114.23	133.30	157.05	211.33		-10.0%			59.3%	75.9%	5.5%	34.6%
· Estrato 3		107.11	103.35	104.34	106.37	120.28	129.32	148.61	171.34	181.31	207.26		-3.5%			40.2%	69.3%	43.9%	14.3%
· Estrato 4		139.45	139.48	161.60	198.75	191.80	161.62	182.05	191.11	198.62	207.27		0.0%			22.9%	42.4%	42.4%	4.4%
· Estrato 5		233.84	242.78	238.91	292.13	227.53	190.72	212.67	216.74	221.50	200.07		3.8%			16.1%	-5.3%	13.7%	-9.7%
· Estrato 6		276.23	280.28	257.84	249.40	233.71	189.62	213.65	219.38	223.84	203.53		1.5%			18.0%	-19.0%	-2.8%	-9.1%
No Residencial			215.05	226.19	199.77	200.17	177.81	205.64	207.09	214.67	181.78					20.7%			-15.3%
Comercial		273.19	273.24	284.84	263.42	219.55	190.49	216.61	217.51	222.24	200.01		0.0%			16.7%	-18.6%	-2.4%	-10.0%
Industrial	232.93	229.84	199.87	209.44	175.02	197.99	166.67	197.45	203.44	205.98	156.48	-1.3%	-13.0%	-14.2%	-28.4%	23.6%	-10.4%	7.5%	-24.0%
Oficial		194.41	215.05	215.72	198.00	161.41	164.09	185.90	184.13	200.72	202.46		10.6%			22.3%	3.2%	23.9%	0.9%
Provisional		223.53	139.15	182.21	286.40	222.17	157.47	199.45	214.29	240.81	214.28		-37.7%			52.9%	7.7%	29.3%	-11.0%
Alumbrado Público		269.36	182.16	NI	183.86	208.33	191.19	222.09	206.88	205.29	203.73		-32.4%			7.4%	-23.8%	-8.5%	-0.8%
Especial		216.85	154.33	203.16	164.41	160.94	151.02	169.56	169.20	182.57	180.59		-28.8%			20.9%	-15.8%	1.0%	-1.1%
TOTAL (prom. pond.)	181.56	179.30	169.51	178.02	166.18	153.39	143.56	163.45	174.38	189.71	198.02	-1.2%	-5.5%	-6.6%	-20.9%	32.1%	5.8%	5.8%	4.4%
Residencial / comercial		0.46	0.44	0.46	0.50	0.55	0.65	0.65	0.72	0.81	1.04								
Residencial / industrial	0.54	0.54	0.59	0.62	0.76	0.61	0.74	0.71	0.77	0.87	1.33								
Dispersión residencial		81.71	88.53	80.82	91.71	68.67	46.31	50.15	44.05	25.67	4.25								
Dispersión categorías		71.82	68.22	67.99	70.08	52.00	35.20	40.08	33.61	22.61	15.81								

Fuente: Elaboración propia en base a CREG.

En ese caso, entonces, como se indica en la Tabla 3.14 a continuación, puede notarse que las variaciones de precios finales netos para los consumidores entre las distintas categorías, en el período 1992-2002, son muy inferiores a las reflejadas en las tablas anteriores:

Tabla No. 3.14

Evolución tarifas reales, 1992 - 2002, según distintas perspectivas

	Percepción empresa prestadora (deflactor implícito PIB)	Percepción empresa prestadora (deflactor IPC)	Percepción usuarios (deflactor implícito PIB)	Percepción usuarios (deflactor IPC)	Variación real 2002-2003
Residencial	49.6%	43.1%			16.5%
· Estrato 1	140.3%	129.9%	20.2%	14.9%	14.4%
· Estrato 2	83.9%	75.9%	10.3%	5.5%	34.6%
· Estrato 3	77.0%	69.3%	50.4%	43.9%	14.3%
· Estrato 4	48.9%	42.4%	48.9%	42.4%	4.4%
· Estrato 5	-1.0%	-5.3%	18.8%	13.7%	-9.7%
· Estrato 6	-15.3%	-19.0%	1.7%	-2.8%	-9.1%
No Residencial					-15.3%
Comercial	-15.0%	-18.6%	2.1%	-2.4%	-10.0%
Industrial	-6.3%	-10.4%	12.4%	7.5%	-24.0%
Oficial	7.9%	3.2%	29.5%	23.9%	0.9%
Provisional	12.6%	7.7%	35.1%	29.3%	-11.0%
Alumbrado Público	-20.3%	-23.8%	0.0%	0.0%	-0.8%
Especial	-12.0%	-15.8%	5.6%	1.0%	-1.1%
TOTAL (prom. pond.)	10.6%	5.8%	10.6%	5.8%	4.4%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de CREG. Percepción estratos residenciales 1 a 3 supone consumos de subsistencia.

a) entre los usuarios residenciales, hubo un leve incremento tarifario en el estrato 1 (si consumen el nivel de subsistencia, su tarifa en 2002 fue el 50% de la tarifa percibida por las empresas prestadoras); así, utilizando el deflactor implícito del PIB, el aumento del 140,3% percibido por las empresas prestadoras respecto de los usuarios residenciales del estrato 1 significa sólo un aumento del 20,2% desde el punto de vista de dichos usuarios –tomando base 1992 = 100, la tarifa pasó de 100 al 50% de 240,3, que equivale a 120,2); tomando como deflactor el IPC, el aumento percibido fue sólo del 14,9%;

b) para los usuarios en el estrato 2 (con el mismo supuesto anterior), considerando el deflactor implícito del PIB pagaron sólo el 60% de una tarifa 83,9% más cara, de forma tal que su tarifa final subió un 10,3% respecto de 1992 –tomando base 1992 = 100 pasó de 100 al 60% de 183,9, que equivale a 110,3–); tomando como deflactor el IPC, el aumento percibido fue sólo del 5,5%;

c) para los usuarios del estrato 3, con iguales supuestos y usando el deflactor implícito del PIB, el aumento percibido por los usuarios fue del 50,4%

aún cuando dicho aumento fue del 77% desde el punto de la empresas; tomando como deflactor el IPC, el aumento percibido fue del 43,9%;

d) el estrato 4 presenta un incremento del 48,9% (deflactor implícito del PIB) ó 42,4% (deflactor IPC), sin diferencias según percepción al no enfrentar subsidios ni recargos;

e) finalmente, los usuarios de estrato 5 –a pesar de que la tarifa final aplicada por la empresa prácticamente no varió, percibieron un incremento de entre el 18,8% y 13,7% (según el deflactor) debido al sobrecargo del 20% que se les aplica, y los usuarios del estrato 6 prácticamente no percibieron cambios en sus tarifas a pesar de que las mismas cayeron entre un 15,3 y 19% según el deflactor.

Así, desde la perspectiva de las empresas prestadoras del servicio, en el período 1992-2002 se verificó una clara tendencia hacia una estructura tarifaria sin subsidios cruzados desde los usuarios no residenciales hacia los residenciales (el desmonte de subsidios inter-tarifarios). Lo anterior implicó importantes incrementos tarifarios para los estratos más bajos de los usuarios residenciales y reducciones tarifarias para los usuarios no residenciales y los usuarios residenciales del estrato 6, que sin embargo fueron atenuados fuertemente (aunque no totalmente) desde la óptica de los usuarios a partir de la inclusión de subsidios y recargos explícitos (subsidios intra-tarifarios). En lo que respecta al promedio ponderado por nivel de consumo para el conjunto de categorías tarifarias, el incremento tarifario entre 1992 y 2002 fue acotado (entre 5,8% y 10,6% dependiendo del deflactor utilizado).

En lo que respecta a la evolución tarifaria en el año 2003, y tomando como base la información de la página web de la CREG recientemente revisada, el incremento tarifario para el conjunto de usuarios fue del 4,4%, aunque ello coexiste con un aumento importante para los usuarios residenciales (del 16,5% para el conjunto, pero particularmente alto para el estrato 2 –34,6%–) y una reducción en torno al 15% para los usuarios no residenciales (y de casi el 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 perciben una tarifa residencial que en promedio es mayor a las tarifas de los usuarios comerciales e industriales, lo que indicaría la reversión del subsidio implícito histórico si no fuese porque los costos fijos tienen mayor incidencia sobre los

usuarios de menor consumo –esto es, los residenciales). Por este motivo, la imposibilidad de incrementar las tarifas reales de los estratos 1 y 2 que emerge de la Ley 812 del Plan Nacional de Desarrollo, aprobada en el segundo semestre de 2003, resulta relativamente inocua (o menos problemática que en caso de partir de una situación de rezago tarifario sobre dichos consumidores).

Como se mencionó anteriormente, la Ley 142 de 1994 (en su Artículo 126) estableció una vigencia de 5 años para las fórmulas tarifarias. En consecuencia, el cálculo de un costo de capital aplicable durante todo el período tarifario es consistente con un esquema regulatorio de precio máximo. No obstante, esta situación puede exponer a las empresas a un riesgo que en buena parte es exógeno a ellas, lo cual, como se menciona en detalle en la sección IV de este Estudio, es especialmente cierto respecto a la variación de ciertos parámetros que influyen en el costo del capital en Colombia.²¹ A raíz de esto, y al notar los bajos retornos y los problemas experimentados por múltiples empresas de distribución tanto públicas como privadas, en marzo de 2002 el regulador redefinió las tasas de retorno utilizadas para remunerar el capital invertido que se utilizaron para definir las tarifas del primer período tarifario. Fue así como a través de la Resolución CREG 013-02 se eleva la tasa de retorno en términos reales antes de impuestos a 16.06% (WACC nominal después de impuestos de 12.40%), cuando para el primer período tarifario era de aproximadamente 11%, con el objetivo de remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente, en un sector de riesgo comparable.²² Con este cambio, el regulador además espera garantizar la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento, remunerando el patrimonio de los accionistas adecuadamente. Este incremento en la remuneración de capital explica en buena medida el incremento tarifario en 2003.

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

²¹ *La situación anterior podría conducir a efectos no deseables. Por ejemplo, el efecto inmediato de no reconocer un aumento significativo del costo de capital sería el desincentivar nuevas inversiones durante el período tarifario; de igual manera, no ajustar reducciones significativas del costo de capital implicaría una sobre remuneración de los activos en uso (Documento CREG 022, Marzo 20 de 2002).*

²² *El regulador además propuso adoptar un costo de capital promedio esperado para el período tarifario de 5 años, calculado con base en valores históricos promedio de los 2 años precedentes a su aplicación, y previendo ajustes en la mitad del período tarifario de acuerdo con las variaciones de los parámetros de referencia que se utilizan para la estimación del costo de capital.*

explícitos. A partir de entonces, y particularmente en 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. Entonces, el resultado en materia tarifaria de la reforma del sector eléctrico de Colombia tomando el período 1992-2003 indica un leve incremento tarifario para el conjunto de los usuarios, con muy fuertes incrementos en el caso de los usuarios residenciales de estratos bajos que sólo fueron parcialmente atenuados por medio de subsidios explícitos concentrados en los estratos 1, 2 y 3, y reducciones tarifarias leves (netas de las contribuciones) en casos muy puntuales (usuarios comerciales e industriales).

Debe notarse de todas formas que la información de base que elabora la CREG ha sido recientemente revisada (en parte debido a la solicitud formulada a partir de los análisis preliminares de este estudio), encontrándose importantes discrepancias con su información previa (en particular considerando los usuarios no residenciales entre 1999 y 2003), por lo cual el análisis anterior podría modificarse en caso de nuevas revisiones y correcciones que realice dicho organismo regulador.

c) Evolución de costos de las empresas eléctricas colombianas

Desde el año 1998 la CREG realiza un cómputo de costos unitarios de cada empresa regulada, a partir del cual determina las tarifas aplicables en cada caso. Observando entonces los costos computados por la CREG, y sujeto nuevamente al carácter y limitaciones de dicho cómputo, es posible realizar una primera aproximación respecto de los motivos por los cuales las tarifas tuvieron la evolución indicada en la sección anterior, al menos durante el período 1998-2003.

Así, los cuadros a continuación permiten verificar un importante grado de heterogeneidad en varios de los componentes del costo unitario (CU) durante 1998 y 2003, así como también que dicha heterogeneidad tiende a disminuir marcadamente. En efecto, tomando en cuenta el desvío estándar de cada componente de costo unitario como porcentaje de su valor medio en cada uno de esos años, se observan importantes diferencias entre empresas, particularmente en los costos unitarios de transporte y generación pero también en los costos unitarios totales, aunque las mismas son mucho menores en 2003 que en 1998.

Tabla No. 3.15

Costos medios (\$/kwh) del servicio eléctrico, pesos de 2003										
Mercado	Empresa	1998								
		G	T	O	C	D1	D2	D3	D4	CU
ANTIOQUIA	EMPRESA ANTIOQUEÑA DE ENERGIA S.A. E.S.P.	68.2	5.4	3.2	53.2	100.2	48.0	27.7	12.3	237.1
ARAUCA	EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA E.S.P.	122.2	7.8	2.7	33.7	100.2	36.6	23.0	9.3	299.1
ATLANTICO	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	69.2	7.6	8.2	14.3	61.2	34.6	17.5	9.1	164.4
BOGOTA	CODENSA S.A. E.S.P.	65.7	5.4	3.5	6.8	74.0	34.0	27.7	9.3	150.0
BOLIVAR	ELECTRIFICADORA DE LA COSTA ATLANTICA S.A. E.S.P.	69.4	7.6	6.7	19.6	46.8	23.8	23.0	8.0	148.9
BOYACA	EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	63.2	5.4	3.8	26.9	100.2	48.0	27.7	12.3	159.9
CALDAS	CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	65.5	5.4	3.0	22.0	100.2	48.0	24.8	11.7	169.6
CALI	EMPRESA DE ENERGIA DE CALI S.A. E.S.P.	68.8	14.3	4.8	10.2	79.0	32.1	13.8	8.8	158.4
CAQUETA	ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. ESP.	72.2	14.3	3.9	37.4	100.2	48.0	27.7	12.3	249.6
CARTAGO	EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO S.A. E.S.P.	62.3	5.4	2.8	9.5	73.0	36.6	23.0	8.4	162.7
CAUCA	CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA S.A. E.S.P.	91.3	14.3	4.5	26.1	100.2	48.0	27.7	12.3	251.6
CESAR	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	69.2	7.6	8.2	14.3	61.2	34.6	17.5	9.1	169.7
CHOCO	ELECTRIFICADORA DEL CHOCO S.A. ESP.	131.1	5.4	5.1	34.1	100.2	36.6	23.0	12.1	279.1
CHOCO	DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.									
CORDOBA	ELECTRIFICADORA DE LA COSTA ATLANTICA S.A. E.S.P.	69.4	7.6	6.7	14.6	66.7	45.8	25.8	9.1	178.4
COSTA ATLANTICA	ELECTRIFICADORA DE LA COSTA ATLANTICA S.A. E.S.P.	69.4	7.6	6.7	18.9	60.6	32.5	23.8	9.1	174.9
COSTA CARIBE	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.									
CUNDINAMARCA	EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.	69.3	5.4	4.2	32.8	95.4	48.0	27.7	12.3	210.6
EPSA	EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	64.4	14.3	3.8	21.0	100.2	48.0	24.2	8.9	183.8
GUAJIRA	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	69.2	7.6	8.2	14.3	61.2	34.6	17.5	9.1	174.1
HUILA	ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	99.5	14.3	12.6	29.5	97.9	43.4	25.1	9.9	270.1
MAGANGUE	ELECTRIFICADORA DE LA COSTA ATLANTICA S.A. E.S.P.	69.5	7.6	6.7	32.8	72.3	47.5	22.8	12.0	200.0
MAGDALENA	EMPRESAS PUBLICAS DEL CARIBE S.A. E.S.P.	69.2	7.6	8.2	14.3	61.2	34.6	17.5	9.1	174.6
MEDELLIN	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	69.3	5.4	2.4	7.1	58.9	33.1	12.7	9.8	137.4
META	ELECTRIFICADORA DEL META S.A. ESP.	64.8	5.4	2.6	24.4	73.0	36.6	19.7	12.1	177.2
NARIÑO	CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	80.1	14.3	7.8	51.1	93.7	48.0	26.0	12.3	260.1
NORTE DE SANTANDER	CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	66.0	7.8	4.2	24.8	100.2	48.0	25.3	12.3	199.7
PEREIRA	EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	63.9	5.4	3.4	8.4	69.7	28.7	19.6	11.7	148.4
POPAYAN	EMPRESA MUNICIPALES DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	65.5	14.3	3.3	33.2	100.2	48.0	27.7	12.3	236.5
PUTUMAYO	EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	136.7	14.3	0.0	19.7	100.2	48.0	27.7	12.3	308.7
QUINDIO	EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	68.5	5.4	3.3	15.0	68.1	36.6	23.0	11.8	175.8
RUITOQUE	RUITOQUE E.S.P.	101.8	7.8	1.2	6.4	100.2	48.0	26.1	12.3	238.4
SANTANDER	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A.	65.5	7.8	3.3	20.6	100.2	48.0	26.1	12.3	198.9
SUCRE	ELECTRIFICADORA DE LA COSTA ATLANTICA S.A. E.S.P.	69.4	7.6	6.7	25.1	72.3	36.3	20.5	12.0	177.7
TOLIMA	ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A. ESP	81.3	5.4	3.6	19.3	100.2	48.0	22.7	12.1	202.0
TULUA	COMPANIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. ESP.	74.6	14.3	2.4	13.2	75.6	42.9	24.7	8.4	180.9
	Promedio lineal	76.6	8.7	4.7	22.2	83.1	41.0	23.3	10.8	200.2
	Promedio Ponderado por MWh facturados	68.8	7.5	3.9	15.1	78.1	37.7	21.8	10.1	167.4
	Desvio promedio (como % del promedio lineal)	25.2%	41.6%	53.8%	52.3%	21.1%	17.7%	17.8%	15.0%	23.0%

Fuente: Elaboración propia en base a página web de CREG.

Si bien el análisis de estos cuadros también permite verificar el importante aumento del costo de transporte (situación verificada a partir de octubre de 2000 debido a que en esa fecha se decide transferir la totalidad del costo de transporte a los usuarios finales cuando antes era pagada en un 50% por la generación y un 50% por los comercializadores; con un valor uniforme regulado en el año 2003 cuando se decide convertir al país en una sola zona creando un cargo estampilla bajo el supuesto que más adelante se diseñaría para los entrantes una señal de ubicación o “conexión profunda”), la importancia de las diferencias de costos entre empresas y a lo largo del tiempo debe tener alguna explicación.

Tabla No. 3.16

Costos medios (\$/kwh) del servicio eléctrico, pesos de 2003

Mercado	Empresa	2003								
		G	T	O	C	D1	D2	D3	D4	CU
ANTIOQUIA	EMPRESA ANTIOQUEÑA DE ENERGIA S.A. E.S.P.	72.8	16.8	1.2	63.0	106.2	53.0	30.6	13.6	222.3
ARAUCA	EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA E.S.P.	71.0	16.8	0.7	38.0	106.2	40.5	25.4	10.3	238.7
ATLANTICO	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	77.8	16.8	2.0	15.7	72.3	42.7	21.0	13.4	201.0
BOGOTA	CODENSA S.A. E.S.P.	71.5	16.8	1.3	21.2	78.5	37.5	30.6	10.3	197.7
BOLIVAR	ELECTRIFICADORA DE LA COSTA ATLANTICA S.A. E.S.P.	76.5	16.8	1.9	17.6	76.0	39.6	28.9	12.0	204.9
BOYACA	EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	72.1	16.8	3.7	48.5	106.2	53.0	30.6	13.6	209.5
CALDAS	CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	67.1	16.8	2.3	25.9	106.2	53.0	27.8	13.4	232.7
CALI	EMPRESA DE ENERGIA DE CALI S.A. E.S.P.	75.3	16.8	1.9	15.8	59.3	33.9	25.0	9.8	159.5
CAQUETA	ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. ESP.	73.7	16.8	1.6	43.6	106.2	53.0	30.6	13.6	247.7
CARTAGO	EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO S.A. E.S.P.	74.6	16.8	1.5	10.3	77.4	40.5	25.4	9.8	159.5
CAUCA	CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA S.A. E.S.P.	71.1	16.8	2.8	41.3	106.2	53.0	30.6	13.6	239.5
CESAR	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	77.8	16.8	2.0	15.7	72.3	42.7	21.0	13.4	201.0
CHOCO	ELECTRIFICADORA DEL CHOCO S.A. ESP.									
CHOCO	DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	71.1	16.8	4.1	41.7	106.2	40.5	25.4	13.3	189.3
CORDOBA	ELECTRIFICADORA DE LA COSTA ATLANTICA S.A. E.S.P.	76.5	16.8	1.9	17.6	76.0	39.6	28.9	12.0	204.9
COSTA ATLANTICA	ELECTRIFICADORA DE LA COSTA ATLANTICA S.A. E.S.P.	76.5	16.8	1.9	17.6	76.0	39.6	28.9	12.0	204.9
COSTA CARIBE	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	77.8	16.8	2.0	15.7	72.3	42.7	21.0	13.4	201.0
CUNDINAMARCA	EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.	73.0	16.8	2.0	51.7	101.2	53.0	30.6	13.6	214.5
EPSA	EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	72.5	16.8	1.9	23.0	106.2	53.0	26.7	9.8	192.3
GUAJIRA	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	77.8	16.8	2.0	15.7	72.3	42.7	21.0	13.4	201.0
HUILA	ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	73.1	16.8	1.9	34.6	103.8	47.9	27.7	11.0	227.7
MAGANGUE	ELECTRIFICADORA DE LA COSTA ATLANTICA S.A. E.S.P.	76.5	16.8	1.9	17.6	76.0	39.6	28.9	12.0	204.9
MAGDALENA	ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	77.8	16.8	2.0	15.7	72.3	42.7	21.0	13.4	201.0
MEDELLIN	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	72.4	16.8	1.1	8.1	54.6	31.9	15.8	9.1	145.7
META	ELECTRIFICADORA DEL META S.A. ESP.	76.7	16.8	1.8	27.4	77.4	40.5	21.8	13.3	179.3
NARIÑO	CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	73.6	16.8	3.8	63.8	99.3	53.0	28.7	13.6	270.1
NORTE DE SANTANDER	CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	72.9	16.8	1.9	28.6	106.2	53.0	27.9	13.6	241.9
PEREIRA	EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	79.8	16.8	1.5	9.9	74.3	32.1	22.1	13.4	183.1
POPAYAN	EMPRESA MUNICIPALES DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	64.6	16.8	8.3	38.6	106.2	53.0	30.6	13.6	247.7
PUTUMAYO	EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	78.5	16.8	4.1	19.2	106.2	53.0	30.6	13.6	241.3
QUINDIO	EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	71.7	16.8	1.7	16.1	72.6	41.0	25.9	13.4	188.2
RUITOQUE	RUITOQUE E.S.P.	77.3	16.8	1.9	5.4	106.2	53.0	28.9	13.6	203.1
SANTANDER	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A.	75.0	16.8	1.4	23.5	106.2	53.0	28.9	13.6	197.6
SUCRE	ELECTRIFICADORA DE LA COSTA ATLANTICA S.A. E.S.P.	76.5	16.8	1.9	17.6	76.0	39.6	28.9	12.0	204.9
TOLIMA	ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A. ESP	72.2	16.8	1.3	25.7	106.2	53.0	25.1	13.3	216.6
TULUA	COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. ESP.	76.6	16.8	1.4	14.0	80.5	47.7	27.6	9.8	172.6
	Promedio lineal	74.3	16.8	2.2	25.9	88.8	45.3	26.6	12.5	207.1
	Promedio Ponderado por MWh facturados	72.9	16.8	1.6	22.4	80.0	41.1	25.7	11.1	189.4
	Desvío promedio (como % del promedio lineal)	4.4%	0.0%	60.9%	58.2%	19.2%	15.5%	14.4%	11.9%	13.2%

Fuente: Elaboración propia en base a CREG.

Con el fin de indagar al respecto, a continuación se presenta un análisis preliminar de las diferencias de costos unitarios de distintas empresas eléctricas de Colombia computados por la CREG durante el período 1998-2003. Dicho análisis es preliminar por distintos motivos. Primero, porque no hemos podido contar con datos relevantes sobre volúmenes de venta o número de usuarios de varias de las empresas incluidas arriba. Segundo, porque la información disponible indica que el total de energía facturada entre 1998 y 2003 cayó fuertemente a pesar de que creció el número de usuarios, lo cual nuevamente genera reparos sobre la calidad de la información. Tercero, porque no se ha avanzado en cuanto a la confección de un análisis econométrico más preciso (el cual sólo puede justificarse a partir de la verificación o depuración de la información que publica la GREG en su página web).

Los 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 según sea la propiedad de las empresas (pública, mixta o privada),²³ pero sí dependen (positivamente) de la integración vertical entre las actividades de generación y distribución.

El cuadro a continuación resume la información disponible para los años 1998 y 2003 (sin analizar por ende cambios entre años intermedios dentro de este período), para un total de 21 empresas (de las 35 reflejadas en los cuadros anteriores) de las cuales hemos podido cuantificar el número de usuarios en ambos años, la cantidad (MWh) de energía facturada también en ambos años, y el número de líneas en el año 2003.

²³ *El cuadro permite ver que las empresas donde el control es público (que incluye prácticamente a todas las empresas que se clasifican como mixtas según propiedad, con la única excepción inversa de Condensa en la muestra) los costos unitarios cayeron vis-à-vis los correspondientes costos unitarios de las empresas privadas, pero dicho resultado es muy poco robusto al haber sólo 3 empresas con control privado en la muestra.*

Tabla No. 3.17

Variación de costos entre 1998 y 2003: Análisis pre-económico de posibles causas y correlaciones													
Empresa	CU-T	G	CU	MWh98	US98	KM03	Cons98	Densidad	Prop.	Int.G-D	Costa	Var.MWh	Var.US
EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA E.S.P	-23.8%	-41.9%	-20.2%	72,527	27,989	2,459	2.6	11.4	1	0	0	-17.3%	11.8%
EMPRESA DE ENERGIA DE CALI S.A. E.S.P	-0.9%	9.4%	0.7%	2,872,678	449,102	2,391	6.4	187.8	1	1	0	-64.0%	-2.7%
ELECTRIFICADORA DEL CHOCHO S.A. ESP/ DEL PACIFICO	-37.0%	-45.8%	-32.2%	90,454	30,205	975	3.0	31.0	1	0	1	18.9%	35.6%
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	-2.3%	4.5%	6.1%	5,054,685	784,942	7,917	6.4	99.1	1	1	0	-22.4%	-0.3%
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	16.3%	24.9%	23.3%	369,436	100,575	918	3.7	109.5	1	0	0	-22.5%	7.4%
EMPRESA MUNICIPALES DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	4.0%	-1.5%	4.8%	1,285	677	38	1.9	18.1	1	0	0	-26.3%	13.7%
EMPRESA ANTIOQUEÑA DE ENERGIA S.A. E.S.P.	-11.3%	6.8%	-6.3%	1,030,435	430,069	24,554	2.4	17.5	0.5	0	1	-31.1%	11.1%
CODENSA S.A. E.S.P.	25.1%	8.7%	31.8%	7,205,873	1,348,950	17,621	5.3	76.6	0.5	0	0	-23.1%	44.0%
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	24.7%	14.2%	31.0%	761,622	232,755	13,842	3.3	16.8	0.5	1	0	-5.7%	-6.7%
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. ESP.	-1.9%	2.0%	-0.8%	82,632	39,961	1,932	2.1	20.7	0.5	0	0	-63.2%	-59.0%
EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P	-3.6%	5.3%	1.9%	400,761	75,847	5,341	5.3	14.2	0.5	0	0	3.4%	81.4%
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. ESP.	-5.4%	18.3%	1.2%	423,374	103,669	4,554	4.1	22.8	0.5	0	0	-26.8%	25.0%
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	3.1%	-8.1%	3.9%	364,650	191,399	5,011	1.9	38.2	0.5	1	1	-5.9%	16.9%
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	17.3%	10.5%	21.1%	644,604	217,557	6,279	3.0	34.7	0.5	0	0	-17.2%	-5.3%
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	0.6%	4.8%	7.0%	297,424	106,959	2,387	2.8	44.8	0.5	0	0	-3.2%	26.8%
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A.	-5.4%	14.6%	-0.7%	1,117,010	381,767	9,944	2.9	38.4	0.5	1	0	-8.9%	6.6%
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P	3.5%	12.6%	4.6%	1,122,004	281,269	9,559	4.0	29.4	0	1	1	6.7%	13.3%
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A E.S.P.	-23.7%	-42.6%	-21.8%	10,240	5,555	360	1.8	15.4	0	0	0	98.1%	148.7%
EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO S.A. E.S.P.	-9.3%	19.7%	-2.0%	92,775	29,123	269	3.2	108.4	1	0	0	1.3%	13.2%
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P	31.5%	2.5%	37.2%	971,646	297,818	8,075	3.3	36.9	0.5	1	1	-42.9%	-35.2%
COMPANIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. ESP.	-6.5%	2.6%	-4.6%	126,880	37,301	288	3.4	129.7	0	1	1	-25.7%	3.2%
Promedio lineal total de empresas	-0.2%	1.0%	4.1%	1,100,619	246,357	5,939	3.5	52.4	0.60	0.38	0.24	-13.2%	16.7%
Promedio lineal públicas	-7.6%	-4.4%	-2.8%	1,221,977	203,230	2,138	3.9	80.8	1.00	0.29	0.14	-18.9%	11.3%
Promedio lineal mixtas	6.8%	7.2%	11.6%	1,209,094	311,523	9,049	3.3	32.9	0.50	0.36	0.18	-20.4%	9.6%
Promedio lineal privadas	-0.4%	1.4%	4.4%	1,215,536	257,377	5,594	3.6	56.8	-	0.67	0.67	26.3%	55.1%
Promedio lineal control público	-1.2%	-0.2%	3.1%	1,217,872	267,180	6,449	3.5	45.9	0.61	0.33	0.22	-11.7%	20.5%
Promedio lineal control privado	5.2%	8.3%	10.2%	397,100	121,414	2,877	3.3	91.6	0.50	0.67	0.33	-22.4%	-6.3%
Promedio lineal integradas G-D	6.0%	6.5%	9.8%	1,548,897	332,044	7,128	3.9	72.0	0.50	1.00	0.38	-21.1%	-0.6%
Promedio lineal no integradas G-D	-4.1%	-2.4%	0.6%	824,755	193,626	5,207	3.2	40.4	0.65	-	0.15	-8.4%	27.3%
Promedio lineal Costa	-9.6%	-6.4%	-6.9%	546,885	194,049	8,077	2.9	49.2	0.40	0.60	1.00	-7.4%	16.0%
Promedio lineal Interior	2.7%	3.3%	7.5%	1,273,661	262,703	5,270	3.6	53.5	0.66	0.31	-	-15.0%	16.9%
Promedio lineal MWh98 > 1,000	1.5%	9.4%	6.0%	3,067,114	612,683	11,998	4.6	74.8	0.58	0.67	0.33	-23.8%	5.3%
Promedio lineal MWh98 > 100 y < 1.000	8.7%	8.3%	13.5%	484,489	151,542	5,188	3.4	49.7	0.50	0.44	0.22	-16.3%	12.6%
Promedio lineal MWh98 < 100	-15.3%	-18.3%	-12.0%	58,319	22,252	1,005	2.4	34.2	0.75	-	0.17	1.9%	27.3%
Promedio lineal empresas con crecimiento MWh	-14.0%	-10.2%	-9.9%	343,247	84,400	3,301	3.5	39.7	0.50	0.20	0.40	25.7%	58.4%
Promedio lineal empresas con caída MWh < al 20%	2.7%	-1.0%	7.0%	542,973	193,071	6,653	2.7	30.7	0.58	0.50	0.17	-9.7%	8.4%
Promedio lineal empresas con caída MWh > al 20%	4.9%	7.8%	9.3%	1,813,893	359,306	6,829	3.9	71.9	0.65	0.40	0.20	-34.8%	0.7%
Promedio lineal empresas con crecimiento usuarios > 20%	-7.3%	-8.6%	-2.0%	1,404,688	278,531	5,206	3.7	34.1	0.50	-	0.17	11.2%	60.3%
Promedio lineal empresas con crecimiento usuarios > 20%	-3.3%	3.3%	0.3%	477,445	164,463	5,893	2.9	55.6	0.61	0.44	0.44	-14.4%	10.8%
Promedio lineal empresas con reducción de usuarios	11.4%	7.2%	15.9%	1,731,311	337,023	6,739	4.1	66.0	0.67	0.67	-	-35.9%	-18.2%

Fuente: Elaboración propia en base a CREG.

Las variables consideradas allí son, por un lado, la variación del costo unitario neta del costo de transporte (CU-T), la variación del costo de generación (G), la variación del costo de transporte (T), la variación de otros costos, costos de comercialización y costos de distribución del nivel 1 (O, C y D1 respectivamente), y la variación del costo unitario (CU). Por otro lado, como variables potencialmente explicativas de dichos cambios en los costos, se incluyen el volumen de ventas de energía en 1998 (MWh98), la cantidad de usuarios en 1998 (US98), la cantidad de kilómetros de líneas en 2003 (KM03), el consumo promedio de cada usuario en 1998 (CM98), la cantidad de usuarios en 1998 por kilómetro de línea en 2003 (Densidad), la característica patrimonial de cada empresa (Prop., que toma valor 1 si es una empresa pública, 0,5 si es mixta, y 0 si es privada), el control de la gestión empresarial (resultando en empresas con control público o privado, siendo las únicas tres empresas privadas Codensa, Empresa de Energía del Pacífico y Compañía de Electricidad de Tulúa), la integración vertical entre generación y distribución (Int.G-D), la ubicación geográfica de cada empresa (Costa, con valor 1

si provee servicios en la Costa y 0 en caso contrario), la variación en los volúmenes de energía facturados (var.Mwh) y la variación del número de usuarios (en los últimos dos casos, entre 1998 y 2003).

Como puede observarse allí, de no haber sido por el incremento en el costo de transporte, el costo promedio (lineal) del servicio eléctrico habría bajado levemente en el período en vez de haberse verificado un aumento en torno al 4% (en efecto, el costo de transporte aumentó un 130% y pasó de representar el 4,3% del costo total en 1998 a representar el 8,1% en el año 2003).

En lo que respecta a la incidencia de otras características de las empresas analizadas, se observa que:

i) La forma de propiedad de las empresas (pública, mixta o privada) no está correlacionada con la variación de costos unitarios en el período 1998-2003.

ii) Los costos unitarios de las empresas controladas privadamente subieron algo más que los correspondientes costos de las empresas bajo control público, pero sólo hay 3 empresas con control privado en la muestra, por lo cual este resultado podría ser muy inestable ante una ampliación de la misma.

iii) Los costos unitarios (tanto el CU-T como el G) tendieron a aumentar en el caso empresas verticalmente integradas pero tendieron a disminuir en el caso de empresas no integradas verticalmente en esta dimensión.

iv) Los costos unitarios tendieron a caer en las empresas más pequeñas y en aquéllas ubicadas en la Costa.

v) La reducción de costos unitarios está fuertemente vinculada con el crecimiento en las ventas y número de usuarios registrados en el período (lo cual indica el aprovechamiento de economías de escala).²⁴

²⁴ La evolución de la cantidad de energía suministrada por cada empresa entre 1998 y 2003 es muy errática y no resulta confiable. En particular, las cifras disponibles indican una fuerte reducción del total de energía suministrado entre 1998 y 2003 en torno al 24% considerando el agregado de las 21 empresas para las cuales se contó con información sobre todas las variables seleccionadas (lo cual representó un promedio de reducción lineal del 13,2% por empresa). Por otra parte, el problema no se limita a la información del año 2003, ya que eliminando dicho año de la muestra también se verifica una reducción en las ventas totales (algo menor, en torno al 16% del agregado, significando una reducción promedio lineal por empresa del 8,2%). En consecuencia, no corresponde tomar en cuenta los resultados derivados de la consideración de las

En la medida en que el cómputo de los costos unitarios por parte de la CREG reflejara costos efectivamente relevantes para cada una de las empresas involucradas, esta evidencia podría brindar cierto sostén a las recomendaciones de desintegración vertical entre generación y distribución que se realizan en este y otros trabajos. Sin embargo, al momento no corresponde avanzar en interpretaciones cualitativas o causales, tanto debido a la escasa confiabilidad de la muestra (respecto de las variaciones de ventas de energía y número de usuarios como también respecto de las variaciones de costos) como al desconocimiento sobre las bondades de los costos unitarios que computa la CREG.

d) Otros indicadores de desempeño

1. Comparación internacional de tarifas eléctricas

Introducción

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, hidrolicidad, 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

variaciones en las ventas como determinantes de la evolución de costos. Las variaciones en el número de usuarios son menos erráticas y en conjunto más razonables (creíbles), pero igualmente se observan algunos casos con caídas superiores al 35% (Central Hidroeléctrica de Caldas y Electrificadora de Caquetá) e incrementos superiores al 80% (Empresa de Energía de Cundinamarca y Empresa de Energía del Putumayo) que aconsejan dejar de lado cualquier conclusión tentativa respecto de la variación de usuarios también.

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 debe 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 siguiente, 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 (una 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 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 con 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 eran en términos globales (aunque no en estructura), y si las tarifas que computa OLADE relativamente correctas, 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 hemos podido 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).

Tabla No. 3.18

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 (kWh año)	Gener. hidro (% del total)	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%	8.1
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%	8.9
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%	5.6
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%	16.1
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%	9.1
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		9.6
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%	15.0
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, la tabla 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 del 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 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.

Tabla No. 3.19

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), Sweden (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.

2. Calidad

La SSPD se comprometió el 23 de Junio a que tendría confeccionados los indicadores DES y FES para varios años, de forma tal de poder evaluar la evolución de los índices de calidad, pero a la fecha esto no ha ocurrido. Al no contar con esta información, sólo es posible realizar aquí una comparación internacional entre los indicadores de calidad de Colombia con los respectivos indicadores de otros países, pero –al igual que en el caso de las inversiones– el análisis de la evolución es el crucial para evaluar la reforma (la comparación internacional es útil para evaluar precisamente el estado actual del servicio desde una óptica relativa entre países, pero no permite obtener lecciones sobre el progreso o retraso que significó la reforma de 1994 en esta dimensión).

Los dos índices de calidad más utilizados en la experiencia internacional son 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. Se construyen de la siguiente manera:

$$SAIDI = \frac{\text{Número total de minutos de interrupción}}{\text{Número total de usuarios}}, SAIFI = \frac{\text{Número total de interrupciones}}{\text{Número total de usuarios}}.$$

La tabla a continuación presenta estos indicadores de calidad en distintas experiencias internacionales, lo cual permite realizar una evaluación preliminar de la calidad relativa del servicio eléctrico en Colombia.

Tabla No. 3.20

Indicadores de calidad: SAIDI y SAIFI anuales (promedio, máximo y mínimo)

	SAIDI promedio ^{a,b}	SAIDI máximo	SAIDI mínimo	SAIFI promedio	SAIFI máximo	SAIFI mínimo
Argentina (1997) ^c	14,87	23,14	8,88	9,72	11,4	8,16
Gran Bretaña (1998) ^{d,f}	1,59	3,7	0,75	0,85	1,55	0,38
California (1998) ^e	2,0	3,0	0,8	1,86	2,7	1,3
Illinois (1998) ^f	6,08	10,0	1,35	2,0	2,84	0,66
Washington (1997) ^g	1,62	4,47	0,72	1,76	8,3	0,21

Nota: a) promedios lineales; b) SAIDI medido en horas; c) Edesur, Edenor y Edelap en el Gran Buenos Aires; d) cortes incluyen tormentas y cortes programados; e) se consideran cortes mayores a 5 minutos; f) se consideran todo tipo de cortes mayores a 1 minuto; g) distintas compañías contabilizaron cortes mínimos de distinta duración.

Fuente: Urbiztondo, S.: "La regulación de la calidad en el servicio eléctrico: una evaluación en base a principios teóricos y la experiencia internacional", *Anales de la Asociación Argentina de Economía Política*, año 2000.

En Colombia, los registros corresponden a los indicadores DES (duración de las interrupciones promedio por mes) y FES (número promedio de interrupciones por mes, por circuito), dificultando la comparación con la evidencia internacional anterior (particularmente en el segundo caso, ya que no sólo debe computarse el número total de usuarios para cada empresa sino también el número de circuitos).

En la medición correspondiente al año 2002, según se observa en el capítulo 3 del Informe REDI I, el indicador FES se ubicó en torno a 0,38 (vale decir, 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 tuvo una duración promedio de 17 horas), en este caso con una mejor performance de las empresas públicas (11 horas vs. 23 horas promedio de las empresas privadas) lo cual es claramente altísimo. La revisión de esta información por parte de la SSPD es crucial para poder obtener conclusiones válidas sobre la calidad relativa del servicio eléctrico respecto de otros países.

3. Cobertura

Medir la evolución de la cobertura del servicio eléctrico –medida como porcentaje de la población con acceso al mismo– en Colombia resulta complicado en función de la antigüedad del último censo poblacional, razón por la cual no hay suficiente acuerdo sobre el tamaño medio de cada unidad familiar ni sobre el total de población en el país

Así, en vez de hacer referencia a la cobertura, corresponde en cambio evaluar la evolución del número de suscriptores. Al respecto, tal como informa la CREG en su página web y se reproduce en la tabla y gráfico a continuación, hubo un importante crecimiento en el número de conexiones en el SIN entre 1995 y 2003 (en torno al 4,7% promedio anual), y particularmente en este último año.

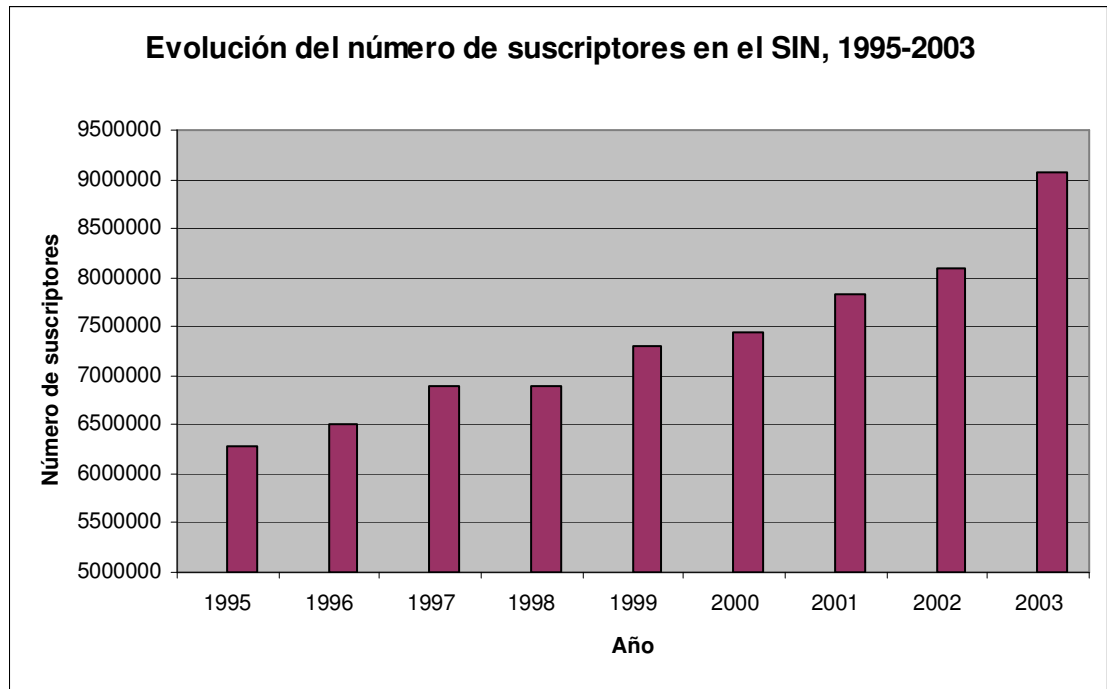
Tabla No. 3.21

Número de Suscriptores en el SIN, 1995-2003

Año	Suscriptores
1995	6,273,951
1996	6,508,117
1997	6,899,218
1998	6,901,893
1999	7,296,434
2000	7,443,671
2001	7,837,856
2002	8,102,413
2003	9,073,213
Var.% 95-03	44.6%
Var.% 95-02	29.1%
Var.% anual 95-03	4.7%
Var.% anual 95-99	3.8%
Var.% anual 99-03	5.6%

Fuente: CREG.

Gráfico No. 3.3



Sin embargo, más allá de este avance, debe notarse la ampliación de la cobertura se ha visto perjudicada por ciertas incoherencias en el esquema de planeamiento del sector, donde los planes de expansión del Gobierno (PND), la UPME y los de las empresas son inconsistentes entre sí. Es así como, por ejemplo,

para ampliar la cobertura por medio de extensiones de red las empresas (u operadores de red, OR) deben seguirse 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 privadas que deben estimularse, plan que por lo general no guarda consistencia alguna con los presentados por los ORs. 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. La experiencia ha demostrado que no se hacen las comparaciones entre los planes de expansión de los OR, el del MME y el de la UPME.

El Plan de Expansión del OR debe incluir todos los proyectos que requiere su sistema (considerando solicitudes efectuadas por terceros) siempre y cuando las mismas sean viables en el contexto de su Plan Financiero, entendiendo por viables que el costo marginal de la extensión de la red no sea mayor al costo medio histórico. El problema radica en que el Plan de Expansión del OR no coincide con el del MME ni con el de la UPME, en buena medida porque los planes de éstos responden a otras necesidades que no tienen porqué cumplir con el requisito de que el costo marginal de la extensión de la red no sea mayor al costo medio histórico. En caso de que los Planes de Expansión de los ORs no satisfagan los niveles de cobertura definidos por la UPME, pero exista algún tercero dispuesto a asumir la prestación de este servicio, éste podrá ejecutar las obras correspondientes. Sólo en aquellos eventos en los cuales, como resultado de la libre iniciativa de los distintos agentes económicos, no exista algún tercero dispuesto a asumir la prestación de este servicio, se podrá celebrar un contrato de concesión. Es decir, si bien la Ley y la regulación conciben la figura de la concesión, la misma no se ha utilizado dado que para llegar a esta alternativa se deben haber cumplido los requisitos anteriores, y porque la tarea de comparación entre los distintos planes no se hace en la práctica.

A pesar de los problemas que se han presentado con algunos contratos de concesión en otros países latinoamericanos, la experiencia demuestra que con este tipo de esquemas es más fácil imponer exigencias en materia de ampliación de cobertura así como financiar las obras de expansión (los agentes descuentan los costos de la ampliación de la red, sean los proyectos rentables o no, dentro del precio que licitan para obtener la concesión). En Colombia no existen exigencias

para ampliar la cobertura, sólo se extiende la red si el proyecto es rentable. En la práctica, cuando el costo marginal del proyecto de extensión es menor que el costo medio histórico, el OR hace convenios con el departamento y/o municipio para hacer la obra, o la misma es ejecutada por uno de los fondos de electrificación existentes (FAER, FNR o FAZNI). No obstante, esta forma práctica de hacer las extensiones no está exenta de problemas. Por un lado, los mecanismos de asignación de los fondos son poco claros, y por otro lado, cuando las obras son ejecutadas por terceros no queda claramente definido de quién son las obras y quién tiene la obligación de mantenerlas y reponerlas. En este último caso, por ejemplo, existen discusiones respecto a si los activos deben estar reflejados en los cargos por uso y si el OR que no es dueño de esos activos puede cobrar cargos por los mismos. En caso de que el OR haga la reposición y mantenimiento de los activos, lo cual sería lo lógico, se discute si existe una transferencia o no de propiedad sobre los mismos.²⁵

4. Capacidad de generación

La capacidad de generación instalada en Colombia ha evolucionado positivamente en términos de diversificar la oferta, muy concentrada en la generación hidráulica, permitiendo unidades productivas de menor escala que permiten a su vez el desarrollo de un mercado más competitivo. Actualmente, en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) se encuentran instaladas cerca de 93 unidades de generación con una capacidad bruta total de 13.660.2 MW, lo que significa que el tamaño promedio de las unidades del Sistema es de 147 MW/Unidad. De esta capacidad, únicamente el 0.5% corresponde a autoproducción y cogeneración de electricidad.

²⁵ Al respecto, aún cuando la solución precisa sobre esta cuestión requiere realizar un estudio en sí mismo, pueden hacerse dos observaciones preliminares. Primero, el problema de remunerar la expansión de un servicio público cuando terceros agentes aportan capital propio para realizar inversiones (o realizan las inversiones directamente) no es único del servicio eléctrico colombiano, por lo cual la experiencia internacional puede ilustrar las soluciones alternativas (y sus efectos más visibles). Segundo, considerando el problema desde la óptica económica, y dejando de lado la conveniencia o existencia de subsidios cruzados o explícitos (existentes con o sin financiamiento / ejecución de inversiones de expansión por terceros), las tarifas aplicables a los usuarios deben siempre reflejar el costo económico del servicio, y el problema se reduce a definir el destino de la porción de la tarifa que remunera los activos de capital (en el caso de una inversión de terceros, entonces, parte de la tarifa debe constituir una devolución del capital financiero aportado / inversión específica realizada, como si hubiese constituido un préstamo, quedando la operación y responsabilidad de amortización en cabeza del OR, quien recibe la porción de la tarifa computada a tal fin; una vez definidos dichos destinos de los componentes tarifarios, quién sea definido nominalmente como propietario de la inversión es prácticamente irrelevante).

Como puede verse en el siguiente cuadro, si se comparan la cantidad de MW anuales que en promedio se instalaron entre 1987 y 1994, con los MW instalados entre 1995 y 2002, se encuentra que los mismos pasaron de 455 a 515 MW (crecimiento de 13%). Sin embargo, 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.

Tabla No. 3.22

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.

La evaluación de esta leve desaceleración en la velocidad de incorporación de capacidad de generación eléctrica, más allá de lo positivo que resulta su diversificación, requiere contrastar cómo evolucionó la demanda de energía (y de potencia) en el mismo período, para así determinar si la reforma efectivamente posibilitó reducir los riesgos de desabastecimiento y si las señales económicas para potenciales inversores en plantas de generación fueron las correctas.

En efecto, no correspondería esperar ni exigir de la reforma que acelere la inversión en generación si no hay demanda que la motive (y que por ende permita recuperarla económicamente ex-post). El análisis aquí requiere determinar la velocidad de crecimiento de la demanda pre- y post-reforma, la demanda máxima (o demanda de potencia) a lo largo del tiempo, y el precio de generación (ya que si existiera sobre-oferta post-reforma correspondería observar una reducción del precio, al menos mientras la generación desplazada del despacho sea la generación térmica a carbón o de plantas térmicas tecnológicamente obsoletas). En el cuadro a continuación se incluye la evolución del consumo de electricidad (extraído de la base de datos NEON del MEM), con variaciones anuales similares al crecimiento (porcentual) de la demanda de potencia.

Tabla No. 3.23

Evolución del consumo (GWh)

Año	Total
1990	33,982
1995	41,774
2003	45,771
var.anual 90-95	4.2%
var.anual 95-03	1.1%

Fuente: Elaboración propia en base a ISA.

La primera mirada a esta serie de consumo indica que la tasa de crecimiento anual fue muy superior entre 1994 y 1995 (4.2% promedio anual) si se compara con la registrada entre 1995 y 2003 (1.1%). Así, suponiendo que la estacionalidad diaria y mensual del consumo no cambia año tras año (supuesto que seguro no se cumple ex-post, pero que es razonable para estimar la demanda de capacidad año tras año, en una perspectiva de largo plazo), el crecimiento porcentual del consumo es igual al crecimiento porcentual (esperado al menos) en la demanda de capacidad. Por eso, dado que en la etapa post-reforma el crecimiento de la demanda fue mucho más lento (recesión de 1999 mediante, en donde el consumo cayó un 5% y tardó 2 años en recuperarse al nivel previo), el crecimiento en la capacidad de generación no tiene porqué haber sido mayor post-reforma que pre-reforma. Esto indicaría que hubo muy buen nivel de inversión en generación aún cuando la tasa de crecimiento de la capacidad no haya aumentado (en particular, dado que la nueva capacidad térmica es más confiable que la hidráulica, la “calidad” del crecimiento de la oferta fue mejorando, por lo cual el exceso de capacidad sobre demanda con fines precautorios debería tender a caer porcentualmente).

No obstante lo anterior, es importante recalcar que la alta dependencia en el recurso hidráulico hace que la continuidad del suministro en Colombia esté dominada por restricciones de energía y no de potencia. Es por eso que si se compara la demanda máxima contra la potencia instalada parecería como si el sistema estuviera sobredimensionado. Aún así, el uso de la capacidad hidráulica es supremamente volátil y susceptible a las condiciones climáticas. La vulnerabilidad se relaciona con el hecho de que el país cuenta con un solo embalse de regulación plurianual (El Peñol – Guatapé), es decir, con capacidad para almacenar reservas por más de un año. Fue por eso que a principios de los años 90s el objetivo de política que se trazó fue el de cambiar la relación hidrotérmica del sistema (80/20), con el fin de disminuir la vulnerabilidad del sector eléctrico ante la presencia de fenómenos climatológicos como el ENOS (Fenómeno de El Niño / Oscilación Sur). Trascurridos cerca de doce (12) años de la definición de esta política, en la actualidad la relación hidrotérmica es de 66/34.

Este cambio en la composición del parque le permitió al país superar exitosamente las hidrologías secas asociadas con la presencia del Fenómeno de El Niño / Oscilación Sur de los bienios 1997-1998 y 2002-2003. No obstante la tendencia en esta materia puede estarse revirtiendo. Como se presentó en la Tabla 2.3 de la sección anterior, nuevamente en el país se están planteando planes de expansión de la capacidad instalada marcadamente hidroeléctricos.²⁶ Transcurrida apenas una década desde el último racionamiento de energía, el cambio de política energética no parece ser el más adecuado.

5. Participación privada

A principios de la década del 90 la prestación del servicio de electricidad en Colombia, estaba básicamente en manos del Estado. Con excepción de un proyecto de generación de iniciativa privada, Proeléctrica, y de la participación accionaria de particulares en la actual Compañía de Electricidad de Tulúa, el servicio eléctrico era prestado por cerca de treinta (30) empresas estatales de orden nacional, regional, departamental y municipal, en su mayoría integradas verticalmente

La crisis energética de 1992 puso de manifiesto las falencias de la industria y la necesidad de optar por otro modelo que permitiera responder a los requerimientos energéticos del país con mínima dependencia del gasto y endeudamiento público. Fue así como la reforma y reestructuración de la industria eléctrica emprendida a partir de 1994 tuvo como uno de sus objetivos más importantes la promoción de la inversión privada para cubrir necesidades de financiamiento para la expansión y mantenimiento de la capacidad instalada, así como la incorporación de un mayor número de agentes privados para facilitar la competencia.

Como se presentó en la sección anterior, en el sector de la generación se ha dado un incremento en la capacidad instalada. Este incremento se ha dado en buena medida por la puesta en servicio de plantas nuevas por parte de los inversionistas privados. Fue así como de los 4,116 MW agregados al SIN entre 1995 y 2002, 2,163 MW (52.6%) fueron instalados por privados. Como puede apreciarse en la Tabla siguiente, del monto instalado por privados, un poco más de la mitad 1,221.9 MW (56.5%) correspondió a contratos garantizados (PPAs) entre empresas privadas y públicas. Debe resaltarse cómo la capacidad instalada por empresas privadas pierde dinamismo a partir del año 1999 mientras que las empresas

²⁶ *Proyectos de este tipo como Porce 3 de 660 MW, Hidrosogamoso de 900 MW, e Ituango de 2.000 MW, ya están definidos, o en etapa de definición.*

públicas de carácter nacional o municipal ponen en funcionamiento aproximadamente 1,953 MW entre el año 2000 y el 2002.

Tabla No. 3.24 -Plantas de Generación Puestas en Servicio por privados 1995-2002

AÑO DE PUESTA EN SERVICIO	PLANTA	CAPACIDAD BRUTA (MW)	CAPACIDAD EFECTIVA NETA (MW)	PROPIETARIO	PRIVADA ACUMULADA	PUBLICA ACUMULADA
1996	FLORES 2	100	99	PRIVADA	100	
1997	TERMODORADA	52	51	PPA-CHEC	152	
1998	TERMOVALLE	214	203	EPSA - PRIVADA	366	
1998	TEBSA	768	750	PPA-CORELCA	1134	
1998	MERILÉCTRICA	159,9	154	PRIVADA	1293,9	
1998	FLORES 3	152	150	PRIVADA	1445,9	
1999	PAIPA 4	168	150	PPA- EBSA	1613,9	
1999	TERMOEMCALI	233,9	231	PPA - EMCALI	1847,8	
2000	TERMOCENTRO CC	290	285	ISAGEN (NACION)		290
2000	TERMO-CANDELARIA 1	158	150	PRIVADA	2005,8	
2000	TERMO-CANDELARIA 2	158	150	PRIVADA	2163,8	
2000	URRÁ	344	331	URRA (NACION)		634
2001	PORCE II	414	405	EEPPM (MUNICIPAL)		1048
2001	TERMOSIERRA	500	460	EEPPM (MUNICIPAL)		1548
2002	MIEL I	404,9	396	ISAGEN (NACION)		1952,9
Total		4116,7	3965		52,6%	47,4%
PPAs		1221,9			56,5%	

Fuente: CND – ISA, UPME

Fecha de Actualización: Septiembre 04 de 2003

Cálculos de los autores

Teniendo en cuenta el Porcentaje Accionario que está en manos del sector privado, así como el valor de los activos de las distintas compañías en el 2002, es posible calcular la participación de los inversionistas particulares en el sector. Para el SIN, este ejercicio fue realizado por Rojas y Chahín (2004) calculando la participación del sector privado en la industria utilizando dos criterios: i) participación del sector privado en la propiedad de cada segmento de la industria,

así como la participación agregada en la propiedad; y ii) participación del sector privado en términos del control que ejerce sobre las empresas de cada segmento de la industria, así como el control a nivel agregado.

Los resultados del ejercicio, resumidos en la siguiente Tabla, muestran cómo el sector público sigue desempeñando un rol empresarial predominante en la actividad del transporte de electricidad mientras que en los otros sectores el sector privado ha adquirido un rol protagónico. Por otra parte, se observa que el sector privado ha alcanzado un nivel de control de la industria eléctrica, en el SIN, que supera en 10 puntos el nivel de inversiones que ha efectuado. Lo anterior señala que la racionalidad en la mayoría de los procesos de incorporación de capital privado que se han adelantado en el país, planteaba la cesión de puntos en términos de control, con la expectativa de obtener que dicha cesión se tradujera en ingresos fiscales, vía dividendos compensatorios. Este no es el caso de algunas de las enajenaciones que se han efectuado hasta la fecha.

Tabla No. 3.25

Propiedad Dentro Del Sistema Interconectado Nacional

SEGMENTOS	% PROPIEDAD	% CONTROL
SIN	PRIVADOS	
COMERCIALIZACION	82,1%	100,0%
DISTRIBUCION-COMERCIALIZACION	50,9%	90,5%
GENERACIÓN ²⁷	98,3%	100,0%
GENERACION-COMERCIALIZACION	26,5%	44,7%
GENERACION-DISTRIBUCION-COMERCIALIZACION	3,0%	3,0%
GENERACION-TRANSMISION	100,0%	100,0%
GENERACION-TRANSMISIÓN-DISTRIBUCION-COMERCIALIZACION	31,8%	38,7%
TRANSMISIÓN	17,1%	0,3%
TRANSMISIÓN-DISTRIBUCION-COMERCIALIZACION	13,1%	0,0%
ND	100,0%	100,0%
TOTAL	34,7%	44,1%

Fuente: Rojas y Chahín (2004)

²⁷ Como no se contaba con la información del Balance General de Termotasajero S.A. E.S.P., correspondiente al año 2002, se utilizó la información correspondiente al 2001, indexándola con el respectivo Índice de Precios al Consumidor Total Nacional.

Los resultados muestran cómo la participación privada pasó de niveles nulos antes de la reforma a desempeñar un rol importante en la generación, distribución y comercialización de electricidad. No obstante, preocupa que el Estado siga ejerciendo un rol empresarial importante dentro del sector de la distribución y transporte y, por sobre todo, que esté actuando como proveedor de primera instancia, siendo el principal promotor, financiador y constructor de las nuevas instalaciones en generación. Como se mencionó en la segunda sección de este trabajo, ello no favorece el ingreso de nuevos competidores al mercado de generación cuando el gobierno indica su apoyo financiero para la realización de nuevas represas hidroeléctricas, públicas, que impiden diversificar las fuentes energéticas (obsérvese que el 60% de los MW instalados por empresas públicas correspondió a proyectos hidroeléctricos), faltando al objetivo de la regulación declarado en el artículo 20 de la Ley 143.

IV. Rentabilidad y riesgos en el sector eléctrico

Si bien la teoría económica es clara en especificar la relación positiva entre el nivel de riesgo (entendido como desviación estándar de la variable) y la rentabilidad, en los mercados eléctricos la aproximación a la toma de decisiones bajo riesgo o incertidumbre es distinta de la aproximación microeconómica convencional. Es distinta en el sentido de que las preferencias de los agentes se forman sobre un commodity “de flujo” (la electricidad) que se caracteriza por la poca capacidad de almacenamiento y de transporte. Estas limitaciones para transportarla en el tiempo y el espacio marcan una diferencia fundamental entre la electricidad y otros productos comercializables en el sentido de que la relación entre los precios spot y los precios forward es influenciada por la dinámica física de la generación y la demanda. En otras palabras, en los mercados eléctricos el arbitraje en el tiempo y el espacio basado en el almacenamiento y el transporte está seriamente limitado, razón por la cual los precios spot son altamente dependientes en las condiciones temporales de la oferta y demanda locales, aumentando la volatilidad. Esta dependencia fuerte en las condiciones temporales y locales de la oferta y demanda conlleva a que los precios spot de la electricidad exhiban altos niveles de variabilidad diaria, semanal y estacional.

La volatilidad en los precios por sí sola no representa un riesgo serio al menos que el precio de un “input” esté ligado con un “output” cuyo precio es fijo, poniendo en riesgo los flujos de caja de las empresas. Por ejemplo, el flujo de caja de un generador corre riesgo si sus costos de combustible varían independientemente de los costos del combustible de otros tipos de generación que determinan los precios spot de la energía. En contraposición, una compañía de

distribución se encuentra en una situación similar cuando compra energía en el mercado spot y es incapaz de trasladar los costos de los saltos en precios a sus usuarios.

Dado que en el mundo real no existen mercados para todo tipo de contingencias de manera que el riesgo no puede ser cubierto completamente, en la medida en que la volatilidad en el mercado es mayor, es más riesgoso para las empresas realizar negocios dado que la distribución de probabilidad de sus flujos de caja exhibirá mayores desviaciones estándar de los valores esperados. Por lo tanto, el objetivo de esta sección es identificar los factores que aumentan los riesgos para cada actividad llevando a que la rentabilidad y la operación de las empresas en el mundo real no estén dentro de los parámetros de rentabilidad y operación que traza la regulación, revisando preliminarmente alternativas que mejoren la asignación de riesgos para reducir su incidencia final sobre el desempeño del sector.

La sección está dividida en dos partes. En la primera se evalúa la estructura patrimonial de las empresas a través de indicadores de rendimiento y rentabilidad para el periodo de reforma 1998-2003 (fue imposible evaluar un período más largo debido a dificultades para encontrar series financieras confiables para las empresas antes de 1998). En la segunda, se evalúan los riesgos sistémicos de la industria y los intrínsecos a cada actividad que constituyen una primera aproximación para explicar el desempeño financiero del sector durante los últimos años.

IV.1 Rendimiento y rentabilidad de la industria 1998-2003

En esta sección se evalúa la estructura patrimonial de las empresas a través de indicadores de rendimiento y rentabilidad. Los indicadores se calcularon por empresa, por segmento de la industria y a nivel agregado para el SIN entre 1998 y 2003. Los análisis fueron hechos con base en la información sobre balances reportados por las empresas a la SSPD (SUI). Para algunos ejercicios que se detallan más adelante, se utilizaron los balances registrados en el SUI pero revisados por la CREG.

En lo que concierne a los indicadores de rendimiento se tomó el ROA (retorno sobre activos), como la relación existente entre el resultado de explotación y el activo funcional, a fin de tener una idea del nivel de eficiencia del activo. Se estimó como el cociente entre las Utilidades Operacionales y los Activos. En el SIN los resultados señalan en primera instancia que el 18.6% (16/86) de las empresas

del Sistema registraron en promedio una Utilidad Operacional negativa durante el período 1998-2003. Es decir, sus ingresos operativos no cubrieron sus gastos operativos. A nivel de segmentos de la industria, los promedios se presentan a continuación:

Tabla No. 4.1

Sistema Interconectado Nacional - ROA

Segmentos SIN	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Promedio 1998 - 2003
COMERCIALIZACION	90,0%	136,3%	15,2%	0,1%	-27,1%	-2,5%	19,2%
DISTRIBUCION	156,4%	113,2%	-2,1%	-2,5%	-1,6%	3,7%	44,5%
DISTRIBUCION							
COMERCIALIZACION	28,4%	28,2%	19,8%	-2,4%	-9,7%	-2,6%	1,5%
GENERACION	50,9%	50,2%	-64,5%	-53,1%	0,1%	2,4%	-3,6%
GENERACION							
COMERCIALIZACION	20,3%	34,3%	30,5%	-4,5%	-3,7%	24,0%	24,4%
GENERACION DISTRIBUCION							
COMERCIALIZACION	53,7%	43,6%	3,4%	-0,9%	-0,6%	-1,4%	15,4%
GENERACION TRANSMISION							
DISTRIBUCION							
COMERCIALIZACION	25,6%	27,7%	-0,1%	-2,7%	-4,1%	-2,2%	7,4%
TRANSMISION	6,9%	10,1%	8,5%	4,2%	2,2%	2,3%	5,6%
TOTAL	50,1%	64,1%	-9,2%	-14,6%	-9,7%	1,4%	13,7%

Fuente: SUI - SSPD. Cálculos propios

El ROA promedio puede calificarse como satisfactorio a nivel agregado aunque no en algunos segmentos de la industria (como es el caso de la "Distribución-Comercialización" y la "Generación"). El ROA más alto se registra en el segmento de los distribuidores puros (44,5%) mientras que el resultado más pobre a nivel agregado es el de los generadores puros (-3,6%).

Mientras el ratio de rendimiento refleja el resultado de explotación con los activos funcionales (activos que sirven para obtenerlos), el ratio de rentabilidad refleja el resultado neto total, con la inversión que está siendo financiada por los accionistas. Puesto que las utilidades se toman después de que se pagan los intereses a los acreedores y que los acreedores proporcionan medios con los cuales se respaldan los activos totales, el ROA no es una medida adecuada para estimar la inversión que está siendo financiada por los accionistas. La rentabilidad financiera

o de los fondos propios, conocida como “*return on equity*” (ROE), es una medida del rendimiento obtenido por esos capitales propios, generalmente con independencia de la distribución del resultado. En otras palabras, el ROE revela qué tanto rendimiento obtuvo una empresa en comparación con los aportes patrimoniales que se encuentran en la hoja de balance. Es el indicador de rentabilidad que los directivos buscan maximizar en interés de los propietarios. Una rentabilidad financiera insuficiente supone una limitación al acceso a nuevos fondos propios y externos. Los resultados promedio del ROE en el período 1998-2002 para el SIN se presentan en la siguiente Tabla.

Tabla No. 4.2

Sistema Interconectado Nacional - ROE

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%
DISTRIBUCION	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%
GENERACION	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 DISTRIBUCION							
COMERCIALIZACION	185,0%	159,7%	5,1%	0,6%	-1,8%	-7,4%	56,9%
GENERACION TRANSMISION							
DISTRIBUCION							
COMERCIALIZACION	36,3%	42,6%	-2,7%	-12,9%	-44,2%	-25,9%	-1,1%
TRANSMISION	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

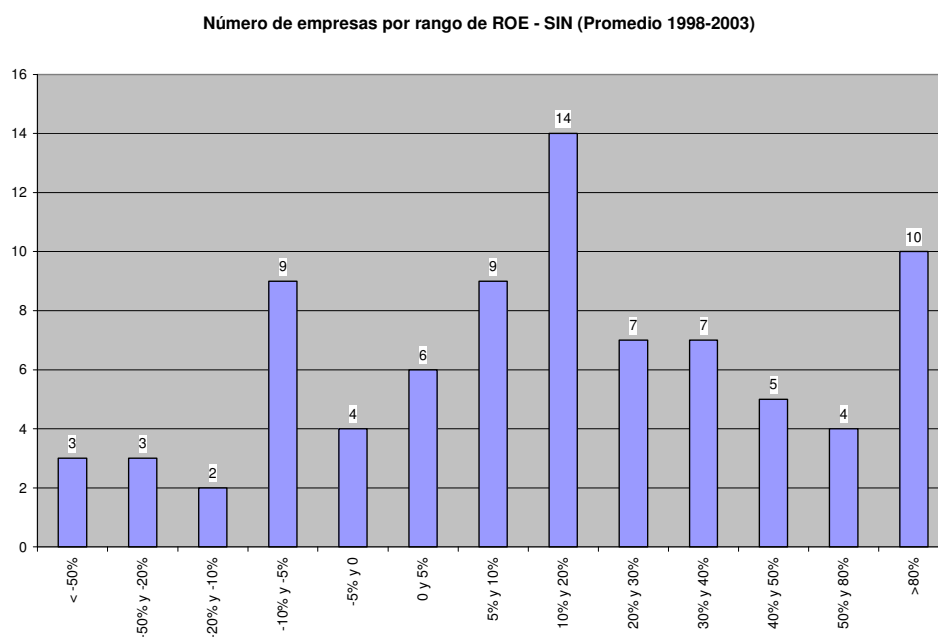
El único segmento que obtuvo una rentabilidad promedio negativa durante la vigencia 1998-2003 fue el de las empresas completamente integradas verticalmente, con un ROE promedio para el periodo de -1,1%. Los resultados señalan unas rentabilidades muy favorables para los distintos segmentos de la industria durante los años 1998 y 1999, siendo la misma mucho menor en el período 2000-2003. El ROE promedio total, sumando todos los segmentos, fue del 26,1% en el período lo cual es bastante positivo. El sector de mayor ROE promedio durante los últimos cinco años fue el de los distribuidores puros, aunque el promedio de los mismos está afectado por los rendimientos obtenidos entre 1998 y 1999 dado que luego presentan una disminución significativa en este indicador.

Ahora bien, estas conclusiones no deben generalizarse sin explicaciones adicionales. De hecho, por ejemplo, el 22,7% de los generadores puros (5 de 22) y el 40% generadores comercializadores (4 de 10) registraron rentabilidades promedio negativas para el período.

Por lo anterior, en el Gráfico 4.1 se presenta el número de empresas agrupadas por rango de ROE. Si bien se observa una alta dispersión, debe resaltarse que el 56.6% de las empresas (47 de 83) obtuvieron un ROE promedio para el período superior a 10%.

Con el fin de obtener una medida más confiable del valor que las empresas le han generado a sus accionistas durante los últimos 5 años, se estimó el indicador de Valor Económico Agregado (EVA). De esta forma, el análisis tiene en cuenta tanto el costo del capital financiado como el aportado por los accionistas. El EVA se estimó teniendo en cuenta tanto los balances, con y sin provisiones, para 23 empresas reportados ante la SSPD y revisados por la CREG para las cuales existía información confiable. Los resultados se presentan en las siguientes tablas 4.3 a 4.5.

Gráfico No. 4.1



Fuente: SSPD. Cálculos Propios.

Tabla No. 4.3 - EVA con provisiones (en millones de pesos corrientes)

EMPRESAS	EVA					
	1998	1999	2000	2001	2002	2003
INTEGRADAS						
CHEC	-114.552	-107.457	-154.942	-121.941	-125.024	-135.182
EE.PP.M	-704.750	-418.873	-423.489	-439.049	-320.701	-301.136
EPSA	-255.634	-167.956	-171.393	-147.356	-136.292	-88.859
ESSA	-76.392	-53.939	-72.399	-78.481	-100.107	-72.573
Promedio Integradas	-287.832	-187.056	-205.555	-196.707	-170.531	-149.438
G - C						
BETANIA	-231.396	-143.692	-160.253	-155.893	-135.828	-125.563
CHIVOR	-23.793	-72.969	2.529	2.433	-36.058	10.098
CORELCA.	-272.553	-315.355	-460.325	-436.500	-342.743	-7.448
EMGESA	-423.467	-326.882	-405.446	-426.062	-328.035	-305.380
ISAGEN	-389.943	-358.325	-179.578	-169.897	-109.778	-69.931
MERILECTRICA	-3.662	-168	-26.648	-5.248	-2.511	-10.925
PROELECTRICA	-1.477	-1.584	-11.902	-97.448	ND	2.915
TERMOCANDELARIA	ND	ND	-20.250	-3.677	893	-17.389
TERMOCARTAGENA	-13.692	-12.726	-17.986	-38.854	-19.371	-12.963
TERMOTASAJERO	4.295	-36.331	-7.162	-40.330	ND	ND
TERMOVALLE	-2.728	23.902	6.669	28.483	26.054	68.808
URRA	ND	ND	-71.578	-67.541	-42.180	-109.117
Promedio G - C	-135.694	-115.489	-112.661	-117.545	-101.851	-57.146
D - C						
CENS	-81.135	-50.974	-54.282	-48.309	-50.515	-45.355
CODENSA	-791.151	-447.484	ND	-427.438	-398.436	-357.867
ELECTRICARIBE	-180.637	-138.081	-225.387	-266.981	-285.771	-159.463
ELECTROCOSTA	-152.065	-109.857	-213.035	-251.523	-257.573	-118.636
Promedio D - C	-369.508	-224.299	-446.277	-423.780	-496.518	-215.319
C						
COMERCIALIZAR	ND	ND	58	758	318	-283
CONENERGIA.	ND	-450	-571	-211	-2.677	-2.225
ECONSA	-32	-65	-77	-121	-554	-712
Promedio C	-32	-218	-197	142	-971	-1.073

Fuente: SSPD, CREG y cálculos propios.

Tabla No. 4.4 - EVA sin provisiones (en millones de pesos corrientes)

EMPRESAS	EVA					
	1998	1999	2000	2001	2002	2003
INTEGRADAS						
CHEC	-99.351	-95.761	-123.099	-87.583	-70.079	-90.948
EE.PP.M	-663.322	-393.800	-379.112	-307.483	-374.803	-213.732
EPSA	-238.801	-137.814	-167.452	-105.069	-115.174	-17.414
ESSA	-75.355	-51.603	-69.795	-92.639	-78.158	-62.399
Promedio Integradas	-269.207	-169.744	-184.865	-148.194	-159.554	-96.123
G - C						
BETANIA	-230.284	-133.570	-158.785	-170.313	-115.916	-122.260
CHIVOR	-21.476	-70.719	14.740	12.622	-35.127	18.781
CORELCA.	-247.011	-304.249	-351.148	-337.524	-342.305	16.072
EMGESA	-423.204	-251.490	-404.031	-319.696	-304.272	-177.102
ISAGEN	-374.438	-269.145	-162.226	-82.270	-121.992	-27.637
MERILECTRICA	-3.643	-42	-25.589	1.851	-4.310	-10.750
PROELECTRICA	-1.155	-1.325	-6.968	-7.983	ND	3.568
TERMOCANDELARIA	ND	ND	-20.084	2.236	-2.215	-17.045
TERMOCARTAGENA	-13.133	-12.171	-15.501	-17.731	-22.840	-10.911
TERMOTASAJERO	8.020	-35.642	-4.385	-16.543	ND	ND
TERMOVALLE	-2.647	24.415	8.499	27.352	26.937	69.667
URRA	ND	ND	-70.629	-34.967	-66.689	-107.975
Promedio G - C	-130.749	-96.470	-99.676	-78.581	-108.656	-39.117
D - C						
CENS	-67.625	-46.753	-46.753	-50.402	-39.079	-39.805
CODENSA	-753.052	-355.975	ND	-362.821	-298.692	-234.959
ELECTRICARIBE	-168.505	-123.077	-207.927	-204.000	-158.775	-97.337
ELECTROCOSTA	-144.684	-93.407	-199.979	-224.372	-172.071	-87.403
Promedio D -C	-283.467	-154.803	-259.820	-210.399	-167.154	-114.876
C						
COMERCIALIZAR	ND	ND	178	904	1.003	-150
CONENERGIA.	ND	-447	-247	-2.312	452	-1.674
ECONSA	-31	-40	-46	-40	-268	-578
Promedio C	-31	-203	-38	-483	395	-801

Fuente: SSPD, CREG y cálculos propios.

Tabla No. 4.5 - EVA sin provisiones (en millones de pesos constantes de 2003)

EMPRESAS	EVA					
	1998	1999	2000	2001	2002	2003
INTEGRADAS						
CHEC	-152.221	-130.275	-149.371	-100.272	-75.426	-90.948
EE.PP.M	-1.016.306	-535.734	-460.023	-352.029	-403.401	-213.732
EPSA	-365.879	-187.485	-203.191	-120.290	-123.962	-17.414
ESSA	-115.456	-70.202	-84.691	-106.060	-84.121	-62.399
Promedio Integradas	-412.465	-230.924	-224.319	-169.663	-171.728	-96.123
G - C						
BETANIA	-352.828	-181.712	-192.673	-194.987	-124.760	-122.260
CHIVOR	-32.904	-96.208	17.885	14.450	-37.807	18.781
CORELCA.	-378.456	-413.908	-426.091	-386.422	-368.423	16.072
EMGESA	-648.410	-342.133	-490.261	-366.012	-327.487	-177.102
ISAGEN	-573.694	-366.151	-196.848	-94.189	-131.300	-27.637
MERILECTRICA	-5.582	-57	-31.050	2.119	-4.638	-10.750
PROELECTRICA	-1.770	-1.802	-8.455	-9.139	ND	3.568
TERMOCANDELARIA	ND	ND	-24.371	2.560	-2.384	-17.045
TERMOCARTAGENA	-20.122	-16.557	-18.809	-20.300	-24.583	-10.911
TERMOTASAJERO	12.288	-48.489	-5.321	-18.940	ND	ND
TERMOVALLE	-4.055	33.215	10.313	31.315	28.993	69.667
URRA	ND	ND	-85.703	-40.033	-71.777	-107.975
Promedio G - C	-200.553	-143.380	-120.949	-89.965	-106.417	-33.236
D - C						
CENS	-103.612	-63.603	-56.731	-57.704	-42.060	-39.805
CODENSA	-1.153.786	-484.276	ND	-415.384	-321.482	-234.959
ELECTRICARIBE	-258.175	-167.436	-252.303	-233.555	-170.889	-97.337
ELECTROCOSTA	-221.677	-127.073	-242.659	-256.877	-185.200	-87.403
Promedio D - C	-434.313	-210.597	-183.898	-240.880	-179.908	-114.876
C						
COMERCIALIZAR	ND	ND	216	1.036	1.080	-150
CONENERGIA.	ND	-608	-300	-2.647	486	-1.674
ECONSA	-47	-54	-56	-46	-289	-578
Promedio C	-47	-331	-47	-553	426	-801

Fuente: SSPD, CREG y cálculos propios

Los resultados de las tablas (con y sin provisiones) muestran que el EVA de prácticamente todas las empresas para los seis años analizados fue negativo, es decir, que en casi todas las empresas se destruyó valor entre 1998 y 2003. Si se tienen en cuenta las estimaciones del EVA utilizando los balances antes de provisiones, se encuentra que en todas las empresas integradas como en las D-C se destruyó valor en todos los años del período analizado. La mayor destrucción de

valor la registró Codensa en 1998, justo el año después de la privatización (-753 mil millones de pesos corrientes, -1.153.786 mil millones de pesos de 2003). La mayor creación de valor la alcanzó Termovalle en el 2003 (69,6 mil millones de pesos corrientes). Sin embargo y dado que el contexto de cada empresa es distinto, comparar sus resultados absolutos no es concluyente pues, por ejemplo, no todas las empresas están sometidas a la competencia, lo que establece impactos diferentes sobre la rentabilidad sobre patrimonio o sobre activos.

Adicionalmente, se trató de determinar si los resultados en materia de EVA de las empresas están relacionados o no con el tipo de propiedad de las empresas y con el nivel de integración vertical de las mismas. Para ello se realizaron distintas regresiones de panel utilizando en algunos casos como variable independiente el EVA en pesos constantes con provisiones y en otros sin provisiones. A su vez se crearon tres variables “dummy” con el fin de aislar algunos efectos que podrían afectar la creación de valor:

- (i) variable dummy relacionada con el tipo de propiedad (=1 si es privada);
- (ii) variable dummy de integración vertical total (=1 si G+T+D+C) ; y
- (iii) variable dummy de integración parcial (=1 si D+C).

Los resultados de las distintas regresiones se resumen en la siguiente tabla:

Tabla No. 4.5 - Regresiones de panel EVA

Random-effects GLS regression Group variable (i): empresa_cod		Number of obs = 127 Number of groups = 23			Random effects u_i ~ Gaussian corr(u_i, X) = 0 (assumed)		
Variables independientes	Variable dependiente: EVA sin provisiones			Variable dependiente: EVA con provisiones			
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	
privada (=1)	140602.4 (2,98)**	150660.7 (3,49)**	156898.7 (3,56)**	161087.9 (2,94)**	178421.3 (3,17)**	180976.7 (3,5)**	
integradas (=1)	-35596.9 (-0,58)			-114981,1 (-1,69)	-9752,19 (-0,13)		
integración D+C (=1)	-89616,76 (-1,53)	-80719,5 (-1,46)		-41574,47 (-0,58)			
constant	-170834,8 (-3,93)**	-184763,3 (-5,19)**	-202649,3 (-5,9)**	-198217,4 (-3,92)**	-234373 (-4,89)**	-237647,2 (-589)**	
R-squared:							
within=	0	0	0	0	0	0	
between=	0,4478	0,4379	0,3768	0,4529	0,3689	0,3683	
overall=	0,3267	0,3208	0,2836	0,3556	0,2996	0,2994	
Prob > chi2 =	0,0016	0,0004	0,0004	0,0013	0,0029	0,0005	
Wald chi2(3) =	15,32	15,5	12,67	15,66	11,68	12,23	
sigma_u=	96.924	95.141	98.056	114.377	120.122	117.090	
sigma_e=	74.722	74.722	74.722	72.438	72.438	72.438	
rho=	0,62721445	0,61849533	0,63263289	0,71372447	0,73332584	0,72320663	
(fraction of variance due to u_i)							

**Significativo 95% de confianza (estadístico Z)

Los resultados de las regresiones pueden ser interesantes en el sentido que muestran que el tipo de propiedad posee un impacto significativo sobre el EVA generado (en todas las regresiones, los coeficientes de la dummy “privada” dan significativos). El impacto marginal de ser privada es de \$156,900 millones de pesos cuando la variable dependiente es el EVA sin provisiones, y de \$180,977 millones de pesos cuando la variable dependiente es el EVA con provisiones (modelo 3). El efecto de la propiedad, aunque mantiene su significancia, pierde impacto en la medida en que se combina con las variables de integración (total y con D+C), siendo estas variables no significativas en las regresiones.

Si bien los resultados podrían estar indicando que la incorporación de capital privado al sector eléctrico induce a una mejora en la generación de valor de las empresas, los mismos no son del todo concluyentes y lo suficientemente robustos. Lo anterior es debido a que cuando se amplió el ejercicio con el fin de aportar una visión dinámica sobre la evolución del EVA según el tipo de empresa – en vez de impacto sobre el nivel absoluto del EVA–, evaluando regresiones donde la variable dependiente (EVA) no estaba en pesos sino que correspondía a la variación porcentual del EVA año tras año (en particular, para evitar que el tamaño de la empresa sea una variable que esté afectando los resultados), o computando al EVA como porcentaje del Patrimonio, los resultados no son significativos con ninguna combinación de variables (modelo 1, 2 ó 3).

Los resultados de los ejercicios anteriores relacionados con el rendimiento y rentabilidad de las empresas muestran una importante variación entre distintos indicadores para varias empresas eléctricas colombianas, dependiendo tanto del segmento de mercado en el que operan, como de su tamaño y estructura de financiamiento. En términos generales, las rentabilidades globales promedio parecen haber sido adecuadas aunque en el pasado reciente (período 2000-2003) han sido particularmente reducidas. La 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 obtuvieron un ROE promedio negativo -es decir 21 empresas de 83- y un 33% de las empresas uno inferior al 5% -es decir 27 empresas de 83).

IV.2 Los riesgos que afectan a la industria eléctrica

Para identificar las fuentes de riesgos se tendrá en cuenta que existen dos tipos: unos que son comunes a toda la industria y toda la economía (riesgos no

controlables o diversificables); y otros que afectan a cada sector de forma diferente (riesgos inherentes a la actividad y por lo tanto, en algunos casos, controlables). Los primeros son conocidos como “sistémicos” o “riesgos de mercado” y se transfieren a los inversionistas a un precio/costo: la prima de riesgo. Los segundos, denominados “idiosincrásicos”, son también conocidos como “intrínsecos”, y son transferidos a los inversionistas sin un costo porque ellos pueden diversificarlos en sus portafolios.

a) Los riesgos sistémicos

Las volatilidades de la inflación, tasa de cambio y tasas de interés son los tres principales riesgos macroeconómicos que enfrentan los inversionistas al decidir “hundir” sus capitales en una economía determinada. Por ello, en esta sección se describe brevemente cómo ha evolucionado la volatilidad de estos tres indicadores en Colombia en las últimas dos décadas. El análisis que se presenta a continuación se construye a partir de bases de datos de periodicidad mensual para la devaluación, la tasa de interés real y la inflación.

En los tres gráficos siguientes se puede ver cómo la tasa de interés es la variable macroeconómica menos volátil de la economía colombiana. Si bien el costo financiero es reportado comúnmente como alto, la volatilidad de la variable es muy baja y no supera el 1% en los últimos 10 años en Colombia. Como variable menos volátil o riesgosa, la tasa de interés es seguida en su orden por la tasa de inflación y la tasa de devaluación.

En cuanto a la inflación, durante los últimos veinte años, la desviación estándar anual de esta variable no ha superado los seis puntos y ha estado por debajo del 1% a partir de julio de 2000. El análisis de las decisiones de inversión enfrentan un riesgo de inflación relativamente bajo en comparación con otras variables de la economía.

Gráfico No. 4.2

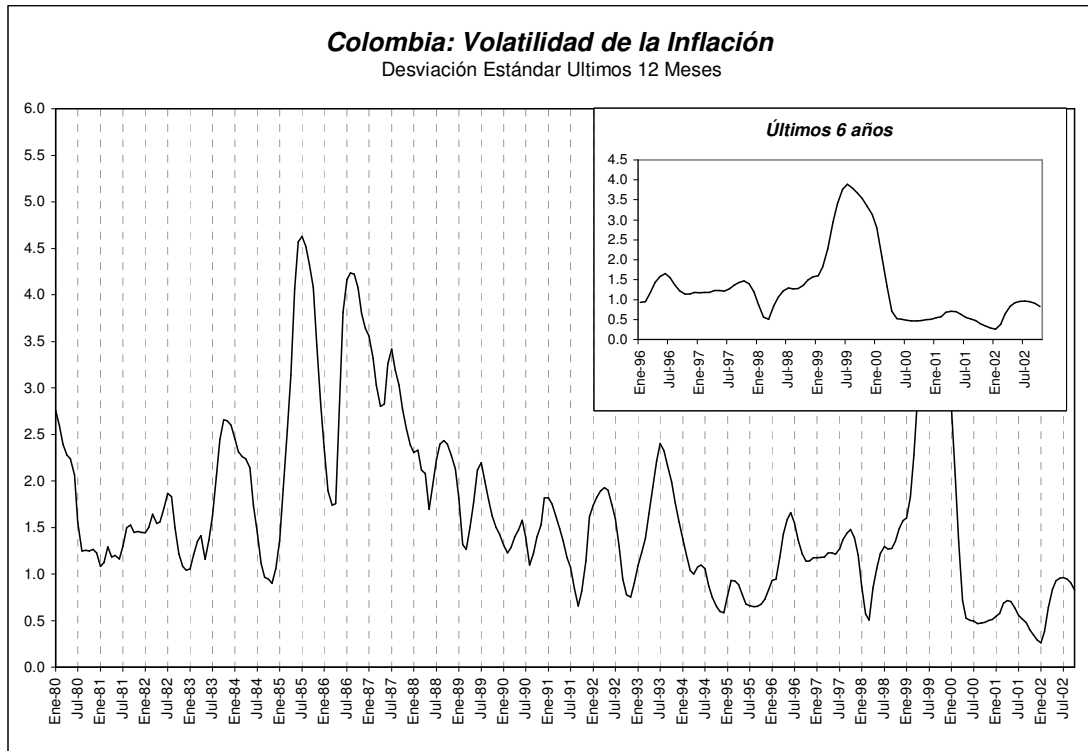


Gráfico No. 4.3

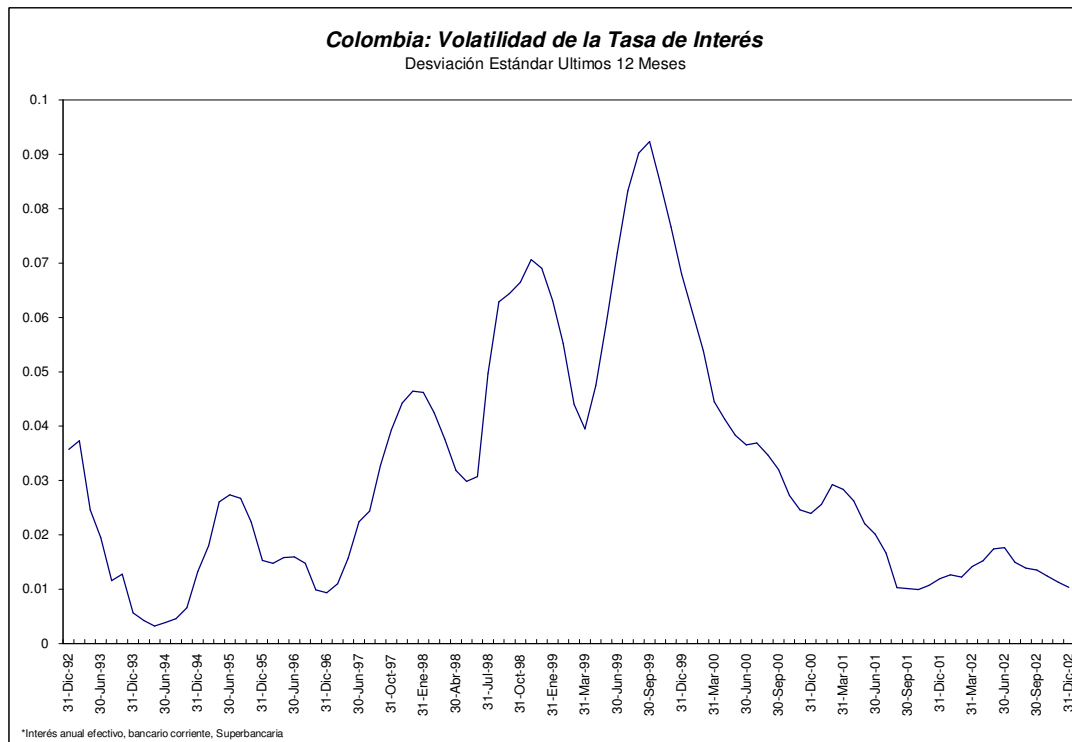
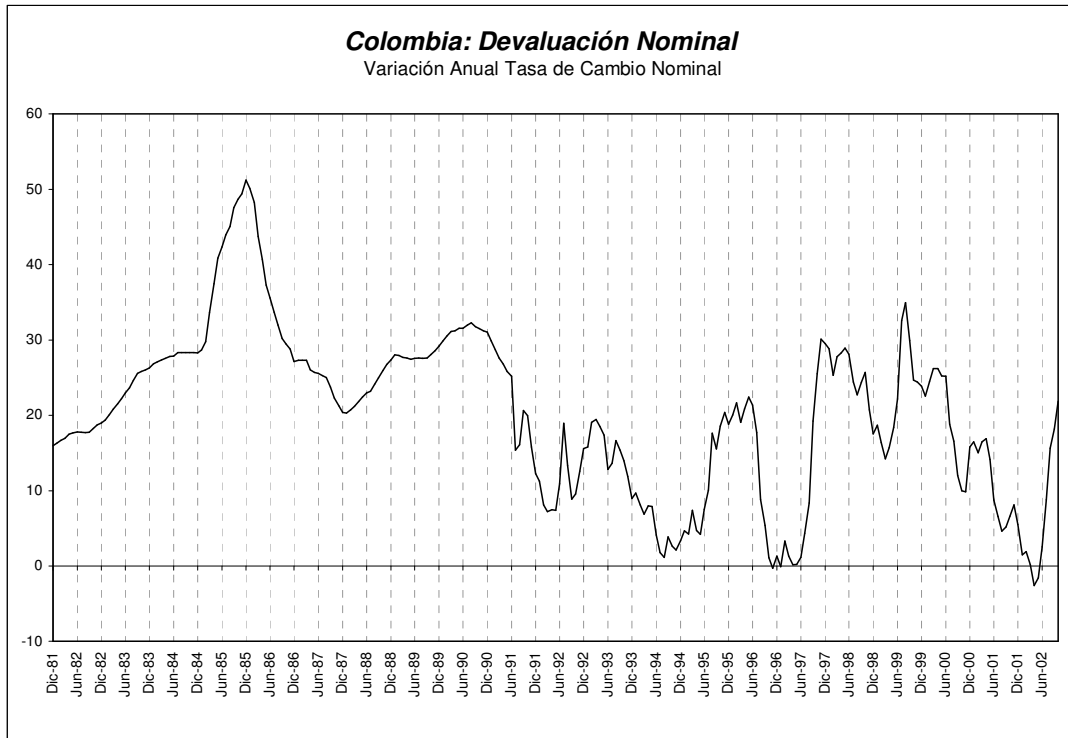


Gráfico No. 4.4



Ahora bien, es importante poder evaluar qué tan pronunciados son los riesgos macroeconómicos en Colombia en comparación con los de otros países. De esta forma es posible establecer cómo las variables no controlables generadoras de riesgos pueden afectar las decisiones de inversión de empresarios, quiénes, a su vez, tienen en sus portafolios distintos entornos en los cuáles pueden invertir. Es importante aclarar, sin embargo, que la existencia de condiciones favorables para la inversión a nivel macroeconómico no necesariamente implica que a nivel sectorial no existan riesgos que afecten los retornos de los proyectos al punto de hacerlos inviables.

Para poder determinar qué tan pronunciados son los riesgos macroeconómicos en Colombia en comparación con los de otros países, construimos bases de datos de periodicidad mensual para la devaluación y la inflación, para las seis economías más grandes de América Latina: Argentina, Brasil, Colombia, Chile, México, y Venezuela. Como se aprecia en los Gráficos No. 4.5 y No. 4.6 que integran los resultados de este ejercicio, Colombia y Chile exhiben la menor volatilidad en las tasas de inflación y devaluación en la región.

Por lo tanto, Colombia sigue siendo junto con Chile el mercado emergente de América Latina menos volátil o riesgoso en materia macroeconómica. Nótese que son tan volátiles algunos países de la región que debieron sacarse de los gráficos para no distorsionar la escala de los mismos (caso Brasil y Argentina).

Gráfico No. 4.5

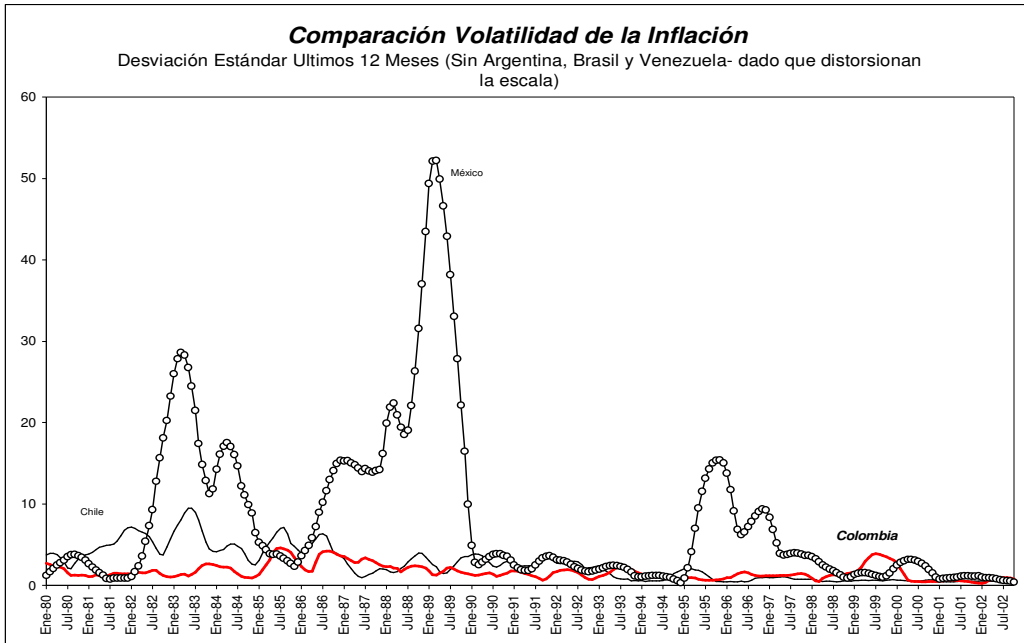
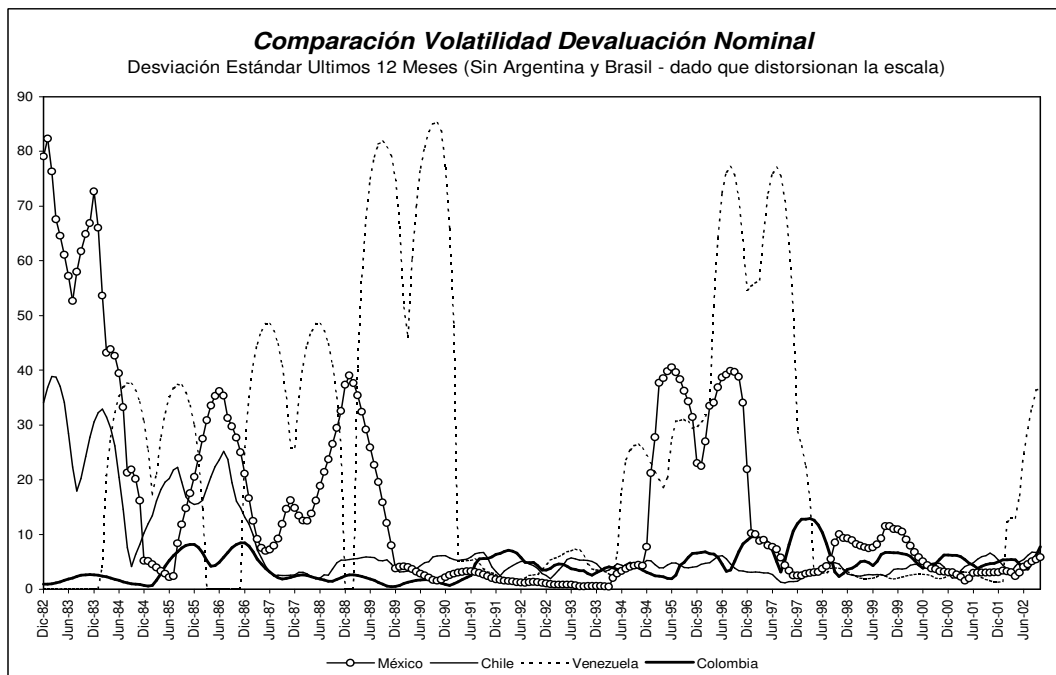


Grafico 4.6



Aún así, y a pesar de los esfuerzos de las autoridades económicas colombianas por mantener la estabilidad, es difícil pensar que en los próximos años la volatilidad disminuya significativamente. En el largo plazo la mayor demanda de recursos para combatir a la insurgencia es probable que siga presionando las variables fiscales, afectando tanto las tasas de interés como los niveles de endeudamiento del Estado.

Bajo esta perspectiva, el panorama de las empresas en términos de endeudamiento y financiación podrá verse afectado por una mayor volatilidad en el costo de los recursos, en el rubro de ingresos / egresos, por el ajuste cambiario en sus estados financieros y por la incertidumbre tributaria. Respecto a los primeros, en el mercado financiero colombiano existen distintos tipos de instrumentos de cobertura para permitir a las empresas del sector eléctrico asegurarse por medio de instrumentos derivados (futuros y opciones) relacionados con la volatilidad en tasa de cambio, inflación y tasas de interés.

Respecto a la segunda, debe mencionarse que en Colombia se vienen aplicando reformas tributarias a razón de una cada 1.3 años durante los últimos 10 años (desde el 2002 se vienen aplicando reformas tributarias anualmente). La última fue en diciembre de 2003 y, en esa como en la anterior, el tema del impuesto IVA reducido sobre los servicios públicos fue un tema candente y políticamente sensible. De la misma forma, a inicios del actual Gobierno se implantó la contribución especial para financiar la lucha contra la insurgencia a todos aquellos que posean un patrimonio superior a los aprox. US\$ 50,000, contribución que podría extenderse por algunos años.

b) Los riesgos intrínsecos a cada sector

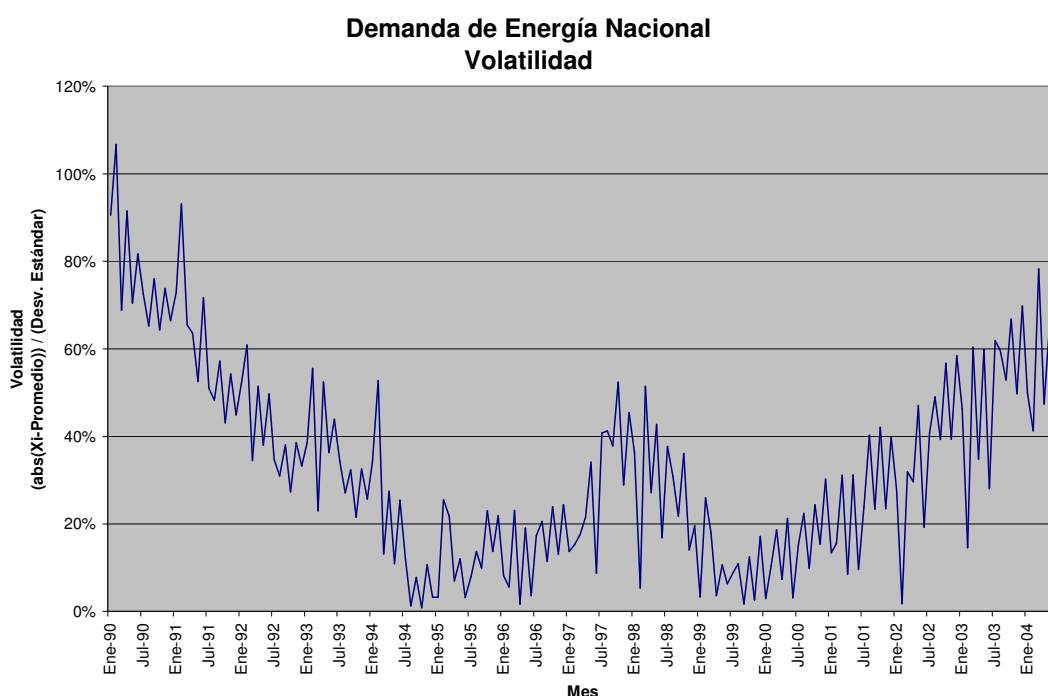
Generación

Puede decirse que el riesgo relevante para la inversión de un generador en el sector eléctrico colombiano está determinado ante todo por riesgos relacionados con la naturaleza de su negocio (principalmente con sus activos) y por los riesgos financieros (ante todo relacionados con su capacidad de apalancamiento y su grado de financiación con deuda). Los riesgos relacionados con las características de su negocio están determinados principalmente por: i) la volatilidad de la demanda; ii) la volatilidad de los precios de la energía (ej. según sea la compra por contratos y en el mercado spot); iii) la incertidumbre por la disponibilidad y costo

de los insumos (ej. precio del gas); y iv) el grado de apalancamiento operacional.²⁸ El riesgo financiero emerge de su grado de apalancamiento con deuda.

La volatilidad de la demanda por electricidad en Colombia es alta (alrededor del 40% en promedio) si la misma se estima mensualmente. Como se puede observar en el siguiente gráfico, si bien la volatilidad disminuyó ante la fuerte caída en la demanda registrada durante el período 1999-2001, posteriormente la volatilidad volvió a incrementarse alcanzando niveles cercanos al 60% durante los últimos meses del 2003.

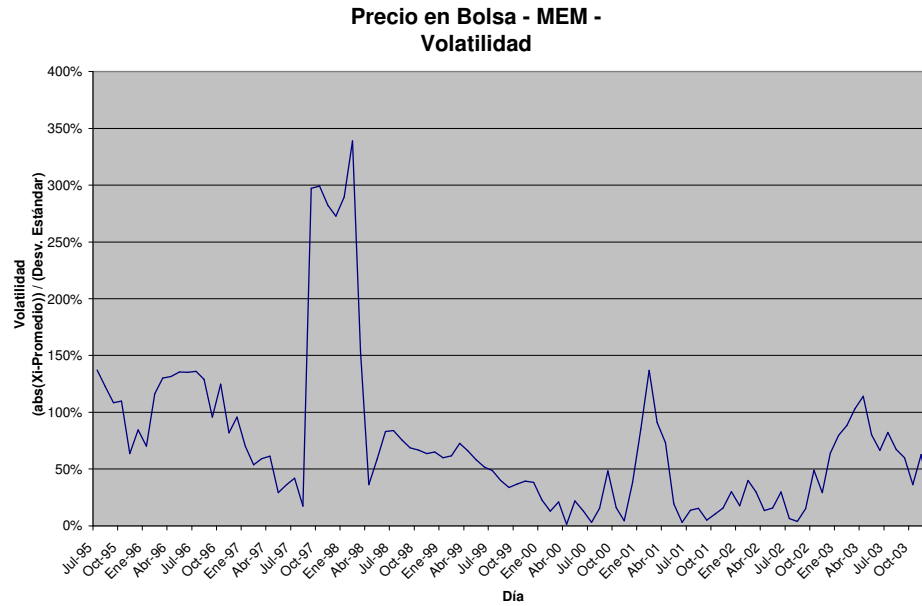
Gráfico No. 4.7



En cuanto a la volatilidad de los precios de la energía en la bolsa, la misma está determinada por la alta dependencia del recurso hidráulico y por la baja capacidad de almacenamiento de los embalses colombianos. Como se observa en el siguiente gráfico, los precios de la energía registran una muy alta volatilidad, superior al 300% en algunos casos (año 1997).

²⁸ Si la proporción de los costos fijos sobre los costos totales es alta, entonces se dice que la empresa posee un alto grado de apalancamiento. Bajo estas circunstancias, una pequeña caída en las ventas genera una caída severa en las utilidades.

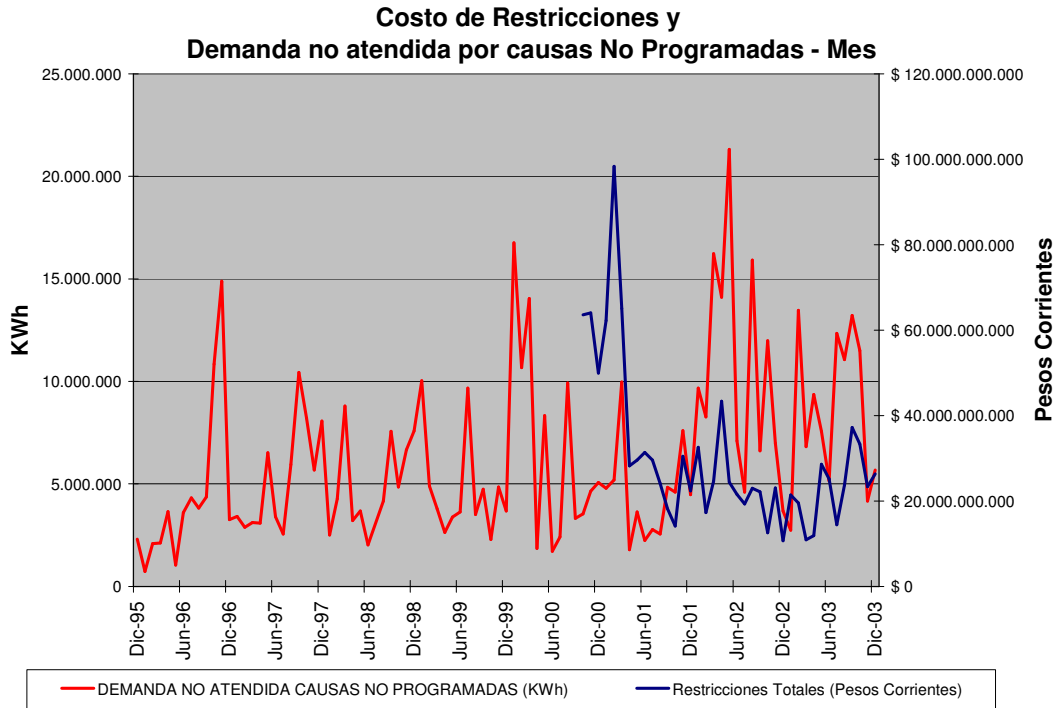
Gráfico No. 4.8



Como se mencionó en la sección anterior, a diferencia de los sistemas térmicos, la alta dependencia en el recurso hidráulico hace que la continuidad del suministro en Colombia esté dominada por restricciones de energía y no de potencia. Es por eso que si se compara la demanda máxima contra la potencia instalada parecería como si el sistema estuviera sobredimensionado. No obstante, el uso de la capacidad hidráulica es supremamente volátil y susceptible a las condiciones climáticas. Esta volatilidad se acrecienta por la ocurrencia de un evento ENSO o por las restricciones del sistema de transmisión, en algunos casos generadas por atentados terroristas contra la infraestructura eléctrica.

A su vez, la volatilidad en la utilización de las plantas térmicas, generalmente despachadas a precios muy elevados en épocas de sequía pero con muy bajos niveles de utilización durante largos períodos húmedos, ha generado distorsiones en el mercado de explotación de gas, principalmente con la capacidad de utilización de los sistemas de transporte. Por otra parte, hasta hace poco existía incertidumbre respecto a la posibilidad de atender la demanda de gas al interior del país a partir del año 2010, dándose hace algunos años un fuerte enfrentamiento entre el Ministro del ramo y la CREG relacionado con la liberación de los precios de gas en boca de pozo, con el fin de incentivar una mayor producción de dicho energético.

Gráfico No. 4.9



La volatilidad del uso de la capacidad hidráulica y las limitaciones en la capacidad de transporte que en ocasiones generan los atentados terroristas, poseen un importante impacto sobre la volatilidad de los precios de la energía en bolsa. Si bien los generadores y los distribuidores disponen de recursos para controlar el riesgo por volatilidad de precios a través de contratos, como se verá en la siguiente sección de este estudio, distintas regulaciones secundarias (ej. mínimos operativos y el estatuto de racionamiento), constituyen un fuerte desincentivo para realizar contratos que aseguren la disponibilidad de energía en momentos de insuficiencia. El riesgo moral al que incitan algunas regulaciones secundarias 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. Es así como, de acuerdo con información provista por el MEM, los contratos existentes en Colombia representan aproximadamente el 75% de las compras totales (esto es, sólo el 25% de la energía transada se adquiere en el mercado spot), pero tienen la siguiente distribución:

- 12.47% de los contratos son entre 0 y 30 días,
- 31.71% de los contratos son entre 60 y 180 días,
- 29.85% de los contratos son entre 180 y 365 días,

- 20.87% de los contratos son entre 1 y 2 años, y
- 5.11% de los contratos son a más de 2 años

Es decir, sólo el 26% de los contratos corresponden a un período superior a 1 año, lo cual evidencia una muy baja importancia al reaseguro de abastecimiento en anticipación con oscilaciones hidrológicas por fenómenos naturales.

Riesgos de la distribución –comercialización

Los riesgos relevantes en este sector están relacionados ante todo con tres campos: i) riesgo de pass-through ($G_{m,t}$), ii) riesgo de mercado relacionado con las pérdidas no técnicas en un área particular, y iii) riesgo de recaudo.

En relación con el primero y como se profundizará en la sección siguiente, la regulación al regular las condiciones obligadas para la compra por contratos, sin autorizar el traslado directo a tarifa de dichas compras y reglamentando una fórmula de pass-through que utiliza precios resultantes del mercado sin discriminación (precios de corto y largo plazo), impide una operación eficiente de los mecanismos de mercado de tal forma que los agentes adopten decisiones en donde tengan que enfrentar los costos de sus compras erradas.

De acuerdo con la industria, la intención de comparar la eficiencia de la compra por parte de un agente vs. las decisiones de compras de otros comercializadores no necesariamente garantiza que el que compra eficientemente gana y el que no pierde²⁹. Lo anterior se debe a que la regulación podría estar asignando asimétricamente los riesgos entre los comercializadores establecidos y los puros, induciendo comportamientos oportunistas (“riesgo moral”) por parte de los comercializadores puros:

$$CU_{n,m,t} = \frac{G_{m,t} + T_{m,t,z}}{(1 - PR_{n,t})} + D_{n,m} + O_{m,t} + C_{m,t}$$

$$G_{m,t} = \beta \left[\alpha_{m,t} P_m + (1 - \alpha_{m,t}) M_m \right] + (1 - \beta) P_{m-1}$$

²⁹ *Asocodis y Mercados Energéticos (2003). De acuerdo con el estudio realizado por Mercados Energéticos para Asocodis, el coeficiente Alfa intenta evaluar la “eficiencia” de la compra comparándola con las decisiones de contratos de otros Comercializadores pero la ponderación 0,5 induce elevados riesgos injustificados a los comercializadores establecidos.*

$$CU_{n,m,t} = \frac{P_m + T_{m,t}}{1 - PR_{n,t}} + D_{n,m} + O_{m,t} + C_{m,t} * \left[1 + \left(\frac{M_m - P_m}{P_{t-1}} \right) \left(\frac{1 - PR_{1,t}}{1 - PR_{n,t}} \right) \right]$$

Teniendo en cuenta lo anterior la relación $[(M_m - P_m) / P_{t-1}]$ es un factor de eficiencia que presenta valores positivos cuando el costo promedio de todas las transacciones del Mercado Mayorista (M_m) es mayor al costo promedio de las transacciones propias (P_m), y negativo en caso contrario. Ahora bien, de acuerdo con Asocodis (Asociación Colombiana de Distribuidores) para los comercializadores establecidos, el $C_{m,t}$ es relativamente importante, del orden del 20% del costo de la energía, mientras que para un comercializador puro este costo sólo representa del 1 al 3% del costo de la energía.

En cuanto al segundo tema, el relacionado con las pérdidas no técnicas, en este caso los riesgos se derivan ante todo de tres frentes distintos:

- Por un lado están asociados con las diferencias sustanciales entre los mercados atendidos por cada empresa. Es así como existen fuertes diferencias entre los distintos territorios, algunos de ellos presentando problemas alarmantes (estructurales) de pérdidas no técnicas (como es el caso de Nariño y Chocó, departamentos en los cuales las pérdidas superan el 40%). Si bien es difícil para el regulador poder distinguir qué casos son una consecuencia de la mala gestión de la empresa distribuidora y qué casos corresponden a un problema estructural, el problema radica en que si los elementos que se incluyen para hacer el “benchmarking” son insuficientes, y se igualan las situaciones de dos comercializadoras o distribuidoras totalmente distintas en cuanto al mercado que atienden, no sólo están los riesgos propios de cada mercado, sino también el riesgo de ser tratados arbitrariamente por el regulador.
- En varias zonas los problemas de pérdidas no técnicas emergen como una consecuencia del conflicto armado en Colombia. Es así como existen áreas prácticamente “no gestionables” que por razones de seguridad y de orden público se encuentran geográficamente individualizadas, y barrios “subnormales” caracterizados por población desplazada y en los cuales la recaudación es prácticamente nula.
- Dado que las pérdidas no técnicas se producen todas en la red de distribución y que el comercializador puro tiene sus fronteras comerciales en el usuario final mientras que el vinculado al distribuidor las

tiene en la conexión con otros agentes, en la práctica es muy difícil separar y asignar pérdidas técnicas y comerciales entre estos dos agentes. Por lo tanto, el comercializador incumbente continúa concentrando el riesgo asociado con el control y gestión de las pérdidas comerciales.

Tabla No. 4.7

Datos Individuales de Cartera Vencida

	Cartera vencida		
	de 1 a 90 días	de 91 a 180 días	de 181 a 360 días
CEDELCA	32.7%	28.7%	14.5%
CEDENAR	31.5%	21.7%	15.1%
CETSA	12.2%	2.8%	1.5%
CHEC	10.1%	7.4%	6.9%
E.B.S.A	10.4%	10.3%	5.5%
E.E.C	11.1%	9.1%	6.0%
EADE	10.4%	5.0%	2.2%
EE.PP.M	23.8%	2.1%	1.4%
EEP	7.7%	2.6%	1.8%
ELECTROLIMA	25.1%	20.2%	16.1%
EPSA	12.4%	2.8%	2.5%
ESSA	7.8%	3.6%	1.8%
A.P.L	43.9%	21.8%	14.7%
CENS	14.7%	10.7%	7.3%
CODENSA	4.0%	1.5%	1.5%
E.E.B.P	38.2%	8.6%	4.5%
EDEQ	11.5%	7.5%	2.7%
ELECTRICARIBE	43.7%	27.7%	18.2%
ELECTROCAQUETA	6.1%	3.9%	1.6%
ELECTROCOSTA	31.3%	21.5%	14.5%
ELECTROCHOCO	14.4%	7.1%	7.1%
ELECTROHUILA.	20.8%	10.2%	4.4%
EMCARTAGO	12.6%	10.8%	4.4%
EMEVASI	7.0%	0.8%	0.3%
EMSA	29.8%	17.3%	5.8%
PUTUMAYO	34.1%	5.3%	0.7%
RUITOQUE	36.7%	0.0%	0.0%

Fuente Asocodis.

En cuanto al riesgo de recaudo, mientras que los riesgos de cobranza de los comercializadores y los generadores son pequeños (logran cobrar sus créditos antes de los 90 días), las empresas integradas y los distribuidores soportan un riesgo intertemporal mayor. En el caso de un comercializador establecido esta situación es realmente crítica dado que por un lado pierde a los clientes que son grandes consumidores y los mejores pagadores en manos de los comercializadores puros, y por el otro lado no cuenta con las herramientas necesarias para solucionar la situación de las áreas de difícil gestión.

c) Comentario sobre los “otros” riesgos generados por el conflicto armado

Existen además otro tipo de riesgos, no menores, que afectan a la industria y los cuales están relacionados, ante todo, con el conflicto armado. Estos otros riesgos se resumen en las tablas al final de esta sección. Para algunos de estos riesgos existen instrumentos de cobertura, pero para otros no. Para aquellos que se traducen en una mayor volatilidad en el precio spot, el instrumento de cobertura más utilizado por los agentes corresponde a los contratos a futuro de compra de energía. Estos instrumentos sirven parcialmente como mecanismo para evitar exposiciones excesivas a la volatilidad del precio, aunque no corresponden a instrumentos sofisticados ni permiten mucho margen de maniobra. En cualquier caso, su cobertura –obviamente– también implica un costo (precio por contrato superior al precio spot esperado).

La variabilidad en los flujos de caja causada por los “otros” riesgos distorsiona también las inversiones y los planes de financiación de las empresas, dificultando tanto la ejecución de sus planes de negocio como el pago de los dividendos por el capital invertido en las mismas, comprometiendo su crecimiento futuro.

Ahora bien, la pregunta clave que hay que formularse es si la remuneración que les reconoce la regulación a las empresas reguladas –tanto en el agregado de empresas como a cada una individualmente– es suficiente como para obtener un ingreso que permita cubrir estos “otros” riesgos, los cuales en su mayoría están por fuera de su control, y si el esquema tarifario (y de penalidades por faltas de cumplimiento de obligaciones, por ejemplo) inducen a su minimización. En ese sentido, las dos asignaciones extremas de riesgo lucen inapropiadas: si las empresas están totalmente cubiertas, entonces no tendrán incentivos a minimizar costos; por otra parte, si todos los riesgos recaen sobre ellas, pero no pueden controlarlos en gran medida, la prima compensatoria debe ser muy elevada para permitir una rentabilidad razonable en términos esperados.

Para el caso de las empresas reguladas, el argumento que se utiliza tradicionalmente para justificar la no incorporación en la remuneración de los “otros” riesgos asociados con el conflicto, es la suposición de que en la estimación de la tasa de retorno de la actividad ya se están descontando (y por ende, remunerando) los mismos. No obstante, en el cálculo del costo unitario que se tiene en cuenta en la tarifa que pagan los usuarios la forma en que se asignan estos riesgos no está necesariamente relacionada con el grado de control que poseen los agentes sobre el mismo. Por otra parte, la diferencia entre el riesgo del sector eléctrico y el riesgo general de la economía, atribuible a los atentados en particular,

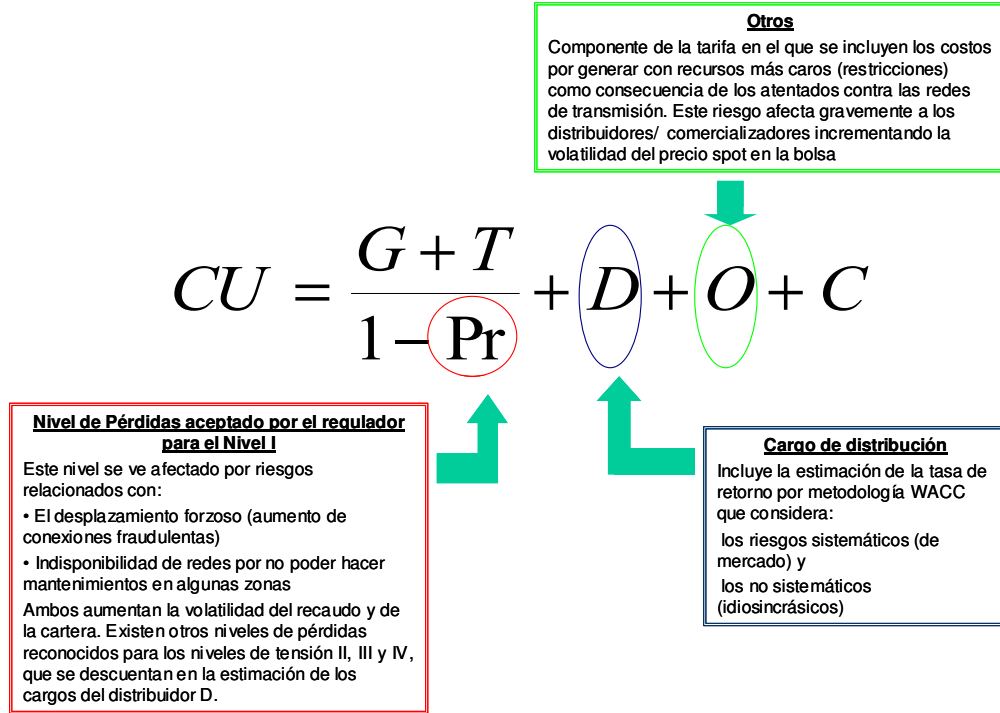
es muy superior a la diferencia que existe en otros países.³⁰ Es así como una buena parte de los riesgos que afectan los flujos de caja de las empresas reguladas tienen características muy especiales y no están reflejados en la remuneración tarifaria, en lo que se conoce como el “factor beta”, y el indicador de riesgo país debido al impacto particular que tienen sobre ciertas empresas específicas y a la forma en que se manifiestan: en ciertas zonas y con algunas características que las empresas mismas no pueden controlar.

Ejemplos de esas particularidades son: frecuencia con que las empresas sufren siniestros terroristas, la presencia en zonas de conflicto, la imposibilidad de cobrar y realizar mantenimiento en “zonas no gestionables”, volatilidad de la demanda por presencia de desplazados, etc. Si bien algunos de los riesgos derivan en “fuerza mayor”, lo grave es que tienen un efecto cascada sobre otros elementos cruciales de la remuneración de las empresas. Por ejemplo, en el caso de las transportadoras de energía aumentan los costos de las primas por seguros al punto de que cada vez es menor el número de empresas que ofrecen este tipo coberturas en Colombia.

Es normal que varios de estos riesgos no estén consignados en la tasa de retorno estimada para las empresas reguladas a través de la metodología WACC, pues los mismos impactan sus actividades por otras fuentes. Desde un punto de vista convencional, por ejemplo, la esfera de influencia de la tasa de retorno estimada por la metodología WACC correspondiente para el caso de las tarifas de distribución eléctrica es la presentada en la siguiente gráfica:

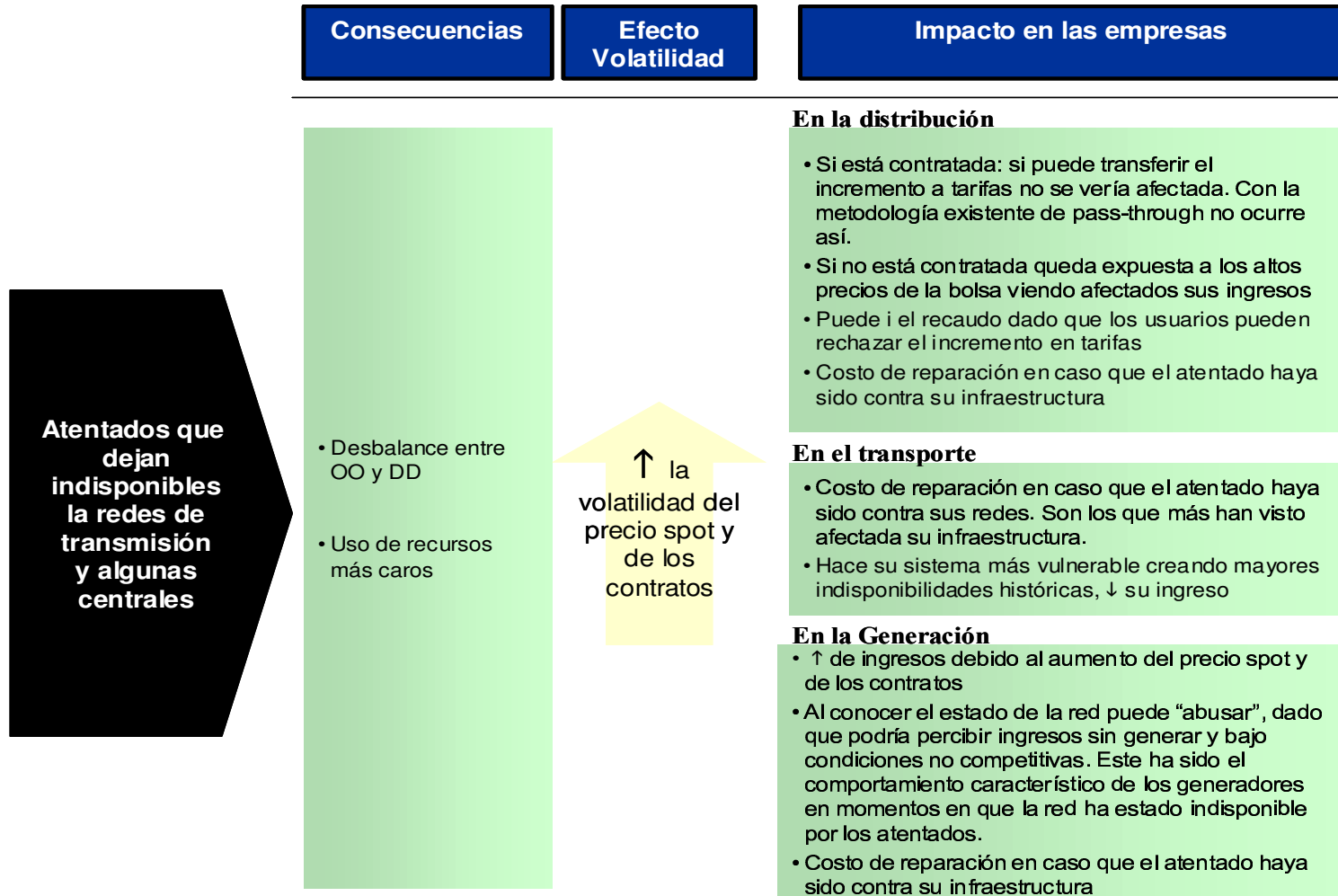
³⁰ Por ejemplo, para estimar la tasa de retorno con la cual se deben remunerar los distribuidores, en la Res. 013/02 se utilizan valores de Beta provenientes de estimaciones econométricas realizadas por la firma Ibbotson Associates (2001b,c), sobre actividades relacionadas con la distribución de energía eléctrica y gas natural, de acuerdo con la clasificación SIC de los Estados Unidos. Para el cálculo se realiza un ajuste por diferencias en el tipo de regulación tomando los valores de Beta “desapalancados” correspondiente a empresas pequeñas para distribución de energía eléctrica (SIC 491) y gas natural (SIC 4924) respectivamente (Ibbotson, 2001).

Gráfico No. 4.10

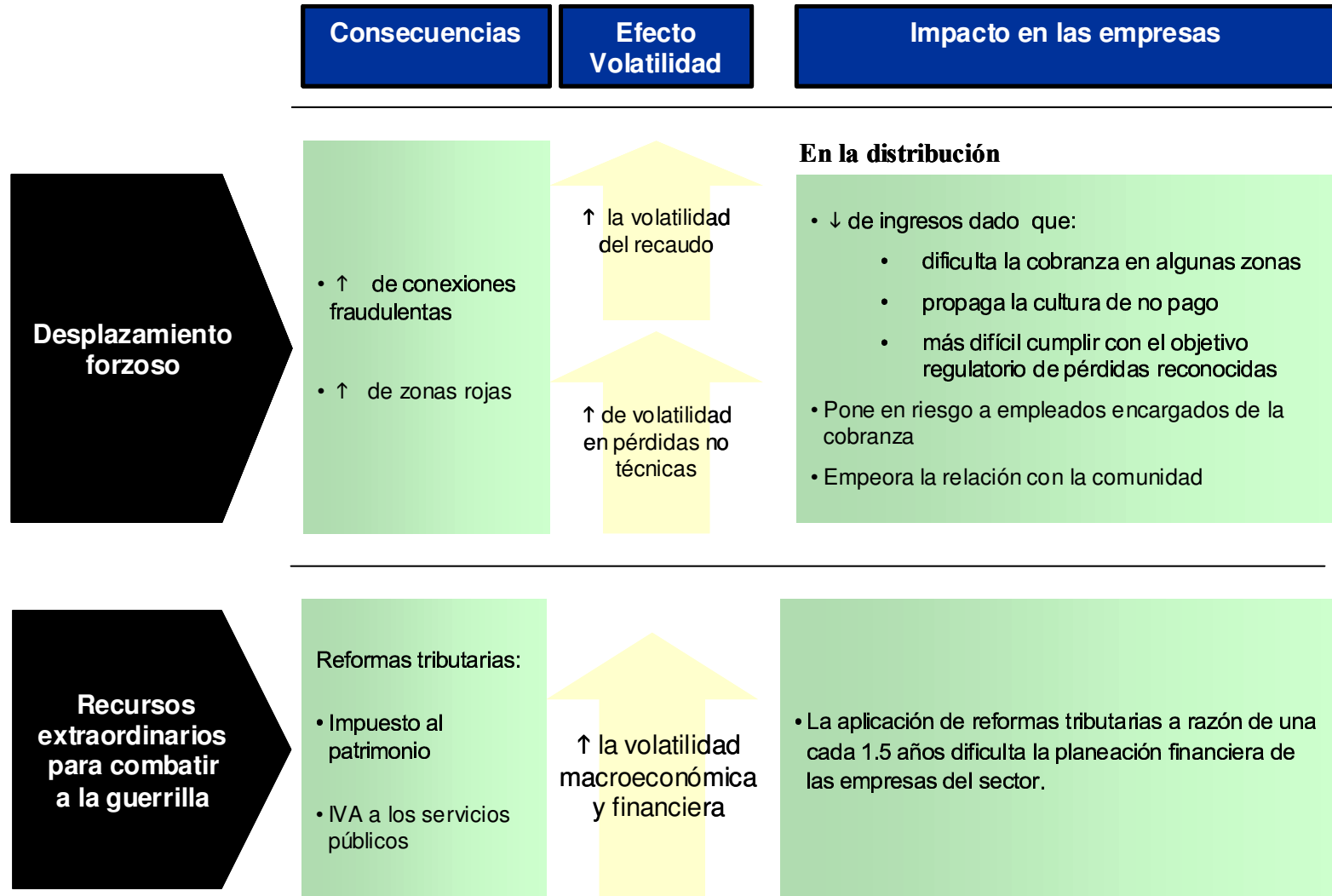


No obstante, varios de los “otros” riesgos a los que se ha hecho mención tienen un impacto sobre la distribución y el transporte por fuera de esa esfera de influencia. Un ejemplo de ello es el riesgo que asumen las actividades reguladas por los atentados terroristas contra la infraestructura eléctrica. En el caso de las transportadoras de electricidad, el impacto estaría en sus flujos de caja directamente en lo que se refiere a costos por reposición de torres averiadas y en mayores primas por seguros. Algo similar ocurre con las pérdidas reconocidas, las cuales se ven afectadas por la dificultad para hacer mantenimientos en algunas zonas a las cuales no es posible acceder y por el hurto de energía como consecuencia del conflicto.

Gráfico No. 4.11 - Riesgos Generados por el Conflicto



Continuación Gráfico No. 4.11 - Riesgos Generados por el Conflicto



Continuación Gráfico No. 4.11 - Riesgos Generados por el Conflicto

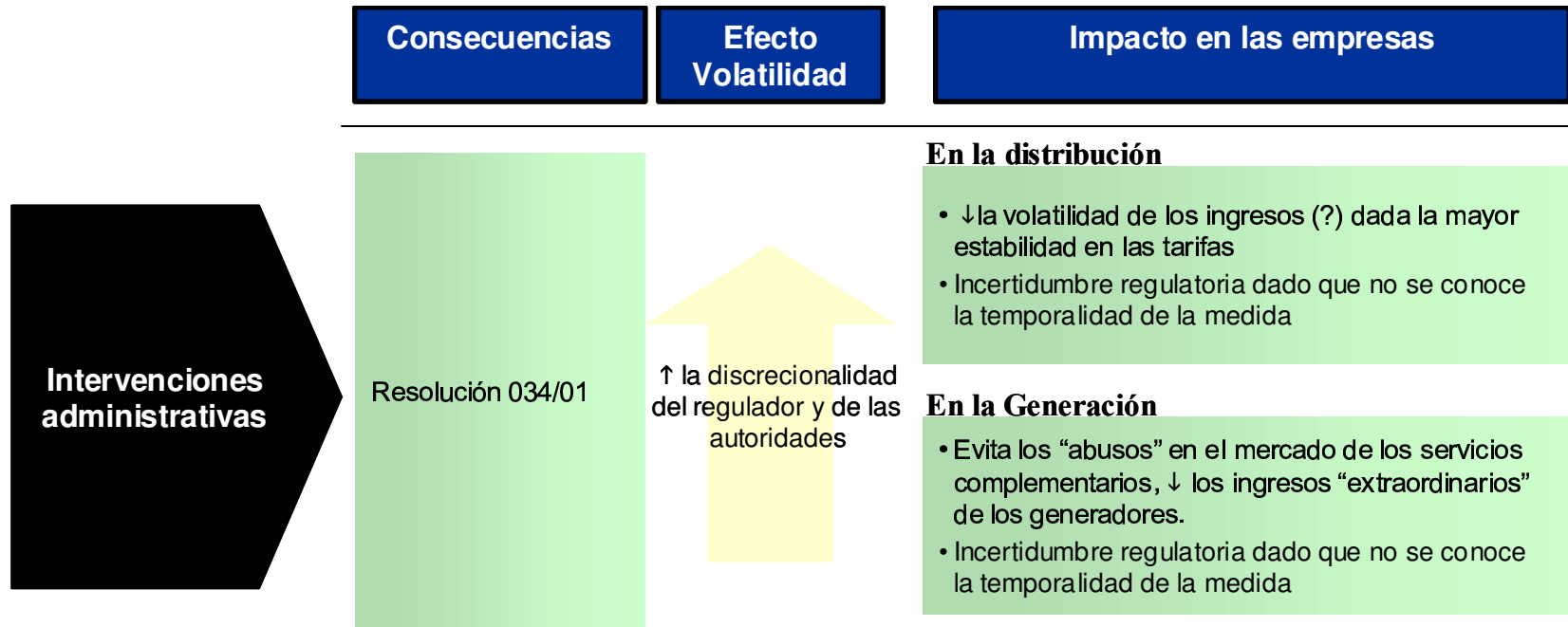
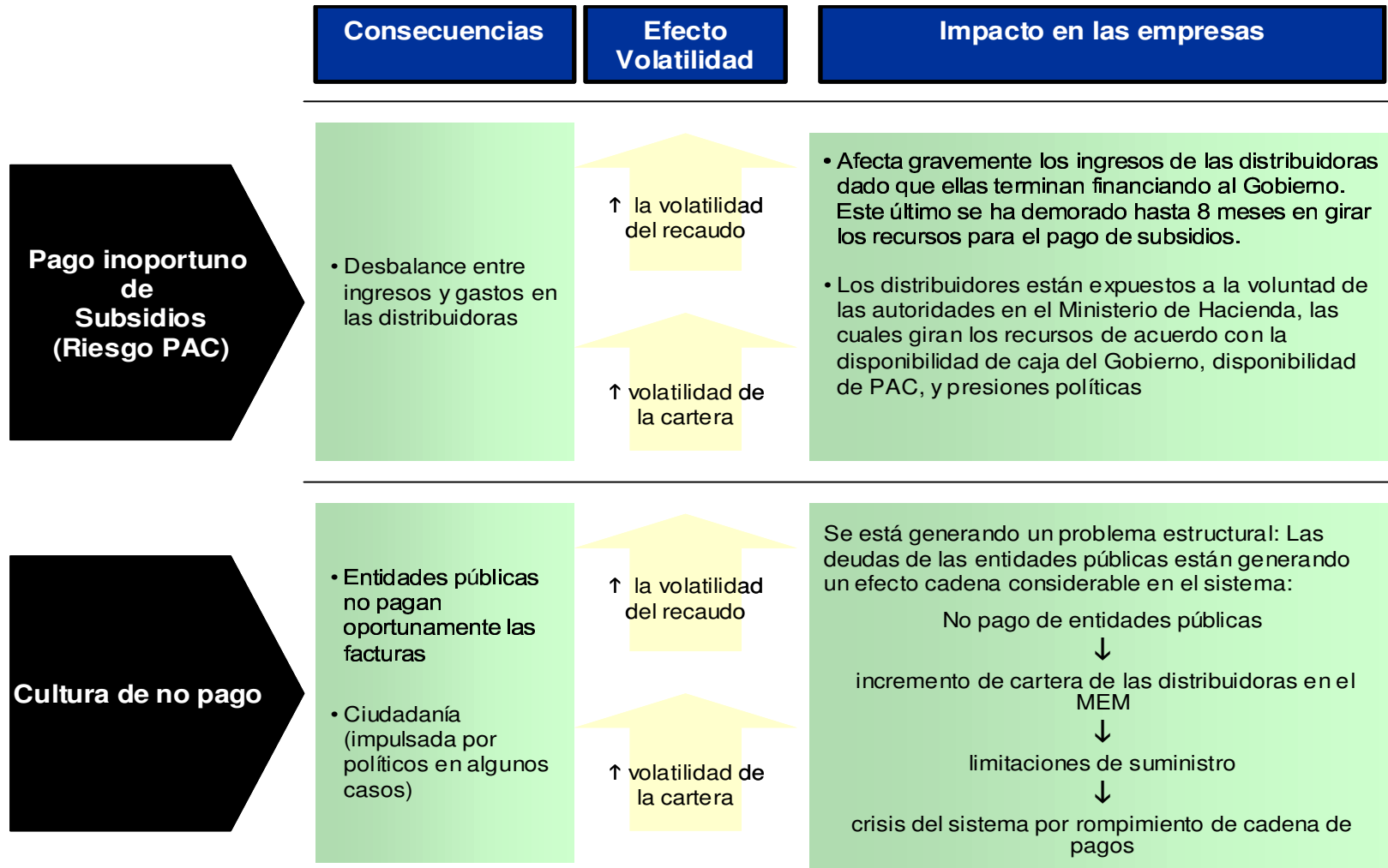
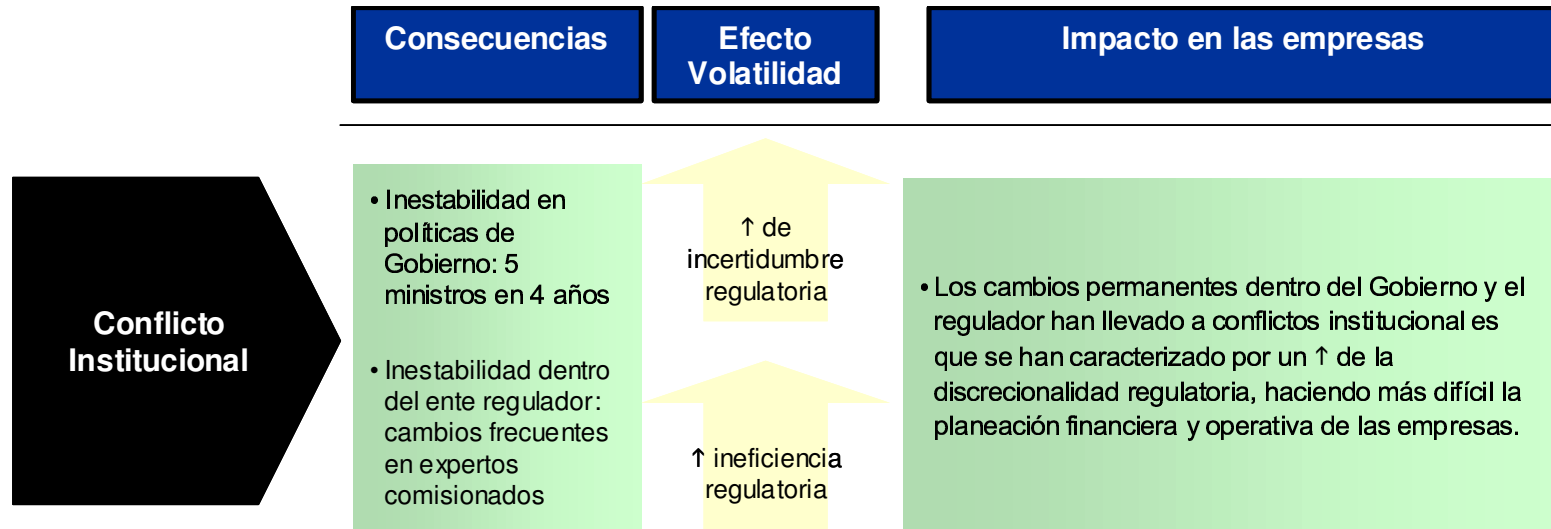


Gráfico No. 4.12 - Riesgos Políticos y Sociales



Continuación Gráfico No. 4.12 - Riesgos Políticos y Sociales



V. Las fallas de la regulación secundaria

El objetivo de esta sección es el de abordar de manera muy concreta y específica, desde una perspectiva económica, algunas regulaciones secundarias para cada uno de los sectores que componen la cadena productiva de la industria eléctrica, realizando además comentarios generales sobre la Ley 812 del Plan Nacional de Desarrollo en lo que respecta al sector eléctrico. La evaluación se sustentará en la discusión de los elementos económicos sobresalientes de cada regulación particular, sin profundizar en detalles cuantitativos ni técnicos.

V.1. Las regulaciones en el mercado de generación

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 sea un tema que “desvele” tanto a Ministros como reguladores. La preferencia por “sobre invertir” para disminuir el riesgo de faltantes de energía en situaciones críticas es a su vez aprovechada por los distintos intereses políticos y privados para promover proyectos de inversión (usualmente con garantías de la Nación) que no necesariamente se corresponden con la lógica económica ni con las necesidades energéticas del país. Según MacKerron y Lieb-Doczy (2003), determinar qué tanta confiabilidad del suministro es necesaria es un tema difícil por distintos motivos:

- Ningún sistema es totalmente confiable, aunque asumiendo un costo todo sistema puede hacerse más seguro.
- Dado que los proyectos en el sector eléctrico son intensivos en capital, los costos de un sistema “sobre dimensionado” son altos pero no públicamente visibles, mientras que los costos de un racionamiento por falta de recursos de generación también son altos pero políticamente muy sensibles.
- Grupos de interés políticos y privados le apuestan al “riesgo de racionamiento” para promover sus proyectos de inversión, muchas veces sin seguir una lógica de mercado. Además las experiencias negativas en otros contextos con la liberalización de mercados eléctricos (California, Chile, Argentina, Brasil) es explotada tendenciosamente por estos grupos de interés para instaurar una visión negativa del enfoque de mercado como promotor de inversiones que garanticen la confiabilidad.

- Si bien, en teoría, se espera que los precios del mercado provean la señal de expansión en el momento adecuado, se argumenta que nadie tiene certeza de que esto ocurra, o si llegare a ocurrir, las señales no se presentarían con la anticipación que requiere la definición, desarrollo y puesta en operación de un proyecto de generación.

Los motivos anteriores hacen que tanto Ministros como reguladores estén 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 juego libre entre oferta y demanda en un mercado liberalizado, lo cual realimenta la necesidad de establecer intervenciones directas en dicho mercado. De acuerdo con MacKerron y Lieb-Doczy (2003), si el Gobierno está dispuesto a “rescatar a la industria”, vía la inversión pública u otro tipo de intervención, cuando el riesgo de desabastecimiento sea alto, entonces el incentivo privado para invertir se ve afectado disminuyendo los beneficios de la liberalización del mercado y promoviendo la realización de proyectos que no necesariamente corresponden a los más eficientes³¹.

Las regulaciones relacionadas con el cargo por capacidad, estatuto de racionamiento y con los mínimos operativos corresponden a métodos convencionales para determinar los niveles de confiabilidad en la industria de la generación. Las tres se analizan a continuación de forma más detallada.

a) *Resolución 116 de 1996 (Cargo por Capacidad)*

El principio teórico subyacente a los sistemas de precios tipo “pool”, es que en el largo plazo deben poder dar la señal económica de expansión de la capacidad instalada. Sin embargo, la alta volatilidad de los precios en la bolsa, aunada a la estacionalidad que se presenta en los sistemas híbridos como el colombiano (Hidro-Térmico), constituyen un riesgo para las “*merchant plants*”, que cuentan con menos posibilidades de concretar proyectos de inversión con contratos que respalden la financiación del mismo y que deben, en consecuencia, ofrecer total o parcialmente su capacidad de generación en el mercado “spot”.

Las plantas térmicas únicamente tienen certeza de despacho durante veranos³² secos y cuando tiene ocurrencia el Fenómeno del Pacífico Sur³³. Con el

³¹ Mac Kerron Gordon, Lieb-Doczy Enese, “Balancing Security and Liberalization”, *Viewpoint, Power in Europe*, Issue 408, 1 September 2003.

³² 5 meses de Verano (Diciembre-Abril) y 7 meses de Invierno (Mayo-Noviembre).

³³ Los ciclos recientes de este Fenómeno han sido de 5 años.

fin de garantizar la disponibilidad del parque térmico en aquellos períodos en que es requerido, se diseñó el Cargo por Capacidad.

Este cargo corresponde a un ingreso mínimo que se les garantiza anualmente a los Generadores que, en el contexto de una simulación de despacho en condiciones de hidrología crítica, estén en capacidad de contribuir al cubrimiento de la demanda del SIN.

El ingreso equivale a 5.25 US\$/kW-mes y equivale al costo de una planta térmica teórica de ciclo abierto, asumiendo una vida útil de la unidad de 20 años, 6 meses de período de construcción, y una tasa de descuento del 12%. Anualmente, a través del Cargo por Capacidad se distribuyen cerca de US\$ 500 millones entre los Generadores del SIN (aproximadamente el 35% del total de ingresos de dichos generadores).

La vigencia prevista originalmente para el Cargo por Capacidad era de 10 años, que terminan el 31 de Diciembre de 2006. Recientemente la CREG expidió una propuesta de resolución (CREG-050 de 2004) y la sometió durante 6 meses a comentarios de los agentes y de terceros interesados, en la que plantea un Cargo por Confiabilidad que reemplazaría al Cargo por Capacidad vigente. La propuesta del regulador se resume en los siguientes aspectos básicos del nuevo Cargo:

- Remuneración explícita de potencia mediante un mecanismo de subasta de potencia firme.
- Remuneración por firmeza energética en condiciones de hidrología crítica, vinculando el Cargo por Confiabilidad al mercado spot, a través de una curva de oferta máxima, que se traduce en una opción para cada generador, en la cual la prima es el Cargo por Confiabilidad y el precio del ejercicio es la curva de oferta máxima con la cual se hace el despacho en condiciones de hidrología crítica para establecer la firmeza energética aportada.
- La energía firme a ser remunerada corresponderá a la proyección de demanda de energía estimada por la UPME, para el escenario alto, para la estación de verano para la cual se calcula el Cargo por Confiabilidad.
- La potencia firme a ser remunerada será igual a la diferencia entre la potencia media equivalente a la demanda de energía remunerada

por concepto de energía firme y la proyección de demanda de potencia para el escenario alto realizada por la UPME.

- Para cumplir con el compromiso derivado de la remuneración, ya sea por Potencia Firme o Energía Firme, se permiten transacciones de confiabilidad en un mercado secundario.

Sin evaluar en detalle la propuesta regulatoria, a continuación se resumen los distintos diagnósticos que se han efectuado sobre el Cargo por Capacidad y los problemas que se han identificado.

Por las características del sistema colombiano, en el que el componente hidráulico es muy importante y presenta gran incertidumbre, resulta muy complejo evaluar correctamente la contribución individual de cada agente generador a la confiabilidad del sistema. Dadas las objeciones permanentes y lo controversial que resulta fijar el nivel unitario de retribución, en los últimos años – a través de múltiples estudios sectoriales, tanto de parte de agentes privados como públicos–, se han estado evaluando alternativas diferentes para modificar la metodología del cargo por capacidad. Los estudios adelantados por Teknecon Energy Risk Advisors (TERA),³⁴ Universidad Pontificia Comillas de Madrid,³⁵ y Mercados Energéticos, PSR y RCM³⁶ coinciden en la identificación de los problemas principales de la metodología actual para estimar el cargo. Estos pueden resumirse en cinco problemas básicos:

- El primero y más importante es que no está claramente definido el objetivo del cargo por capacidad ni se ha especificado en forma clara y concisa qué se pretende remunerar. Los agentes critican al método por ser marcadamente intervencionista para tratar de asegurar el suministro de electricidad en el mediano largo-plazo, sin brindar claridad sobre las señales que se desean enviar con el cargo ni justificar adecuadamente la metodología para determinar la composición energía-potencia requerida por el Sistema.
- Por otra parte, los estudios coinciden en que la determinación del volumen total de la remuneración por este concepto fijada por el regulador es

³⁴ Teknecon Energy Risk Advisors L.L.C, “Escisión del SIC – Bolsa de Energía Eléctrica de las Actividades de Interconexión Eléctrica S.A ESP y Definición del Esquema Institucional para las demás Funciones del Centro Nacional de Despacho,” *Final Report, Volume 2, Project II, Phase 1, Febrero de 2000.*

³⁵ Pérez Arriaga Ignacio, Michel Rivier, Vásquez Carlos, Enamorado Juan Carlos, “Estudio Cargo por Capacidad en Colombia,” *Universidad Pontificia Comillas de Madrid, Acolgen, Mayo de 2000.*

³⁶ Mercados Energéticos, Power Systems Research y Risk Capital Management, “Computer based simulations of option contracts and future contracts in the Colombian Wholesale Electricity Market,” *Banco Mundial, CREG, Mayo de 2003.*

difícil de justificar haciendo uso de modelos. Por ejemplo, en la metodología de cálculo no hay claridad en los criterios utilizados para modelar los contratos de suministro y transporte de combustibles, ni en la determinación de la reserva de potencia en la base de su cálculo. Por lo tanto, la asimetría de información existente entre los agentes y el regulador hacen que este último tome datos referidos a los costos de los agentes, indisponibilidades o precios de mercado que pueden ser alterados o manipulados de acuerdo con los intereses de los agentes.

- En tercer lugar, y como se expresa claramente en el informe de la Universidad de Comillas, la asignación entre las unidades térmicas y plantas hidráulicas se realiza mediante una herramienta de cálculo cuyos resultados son muy sensibles a los datos de entrada, criterios e hipótesis de formulación. La variable que más incide en los resultados de la simulación que se realiza para asignar el Cargo por Capacidad, es la “Hidrología Crítica” con la que se corre el modelo. De qué tan crítica sea esta hidrología, así como de la relación Hidráulica/Térmica del sistema, depende si las térmicas obtienen, o no, una remuneración adecuada. Por lo tanto, la remuneración entre los generadores también es difícil de justificar con criterios objetivos no discriminatorios. Es así como en el intento de reducir la complejidad de la realidad para poder simularla, se hacen simplificaciones e hipótesis que obligan a adoptar criterios de simulación que despiertan controversias difíciles de resolver entre los distintos agentes.

- En cuarto lugar, la generación no adquiere un compromiso de estar disponible en los momentos críticos para el sistema, es decir, a pesar de su pago, la demanda no recibe a cambio garantía efectiva de confiabilidad. Lo anterior sucede debido a que los agentes generadores no están obligados a asumir un compromiso acorde con las hipótesis tomadas para el cálculo de los pagos asociados a la garantía de suministro. Por lo tanto, la operación real de las plantas es diferente a la utilizada para simular los pagos por capacidad asociados a la contribución esperada de cada uno de los generadores a la cobertura de la demanda.

- Por último, el Cargo por Capacidad es inestable, su asignación anual no genera certeza sobre la evolución futura del ingreso. Por un lado, la incorporación de nuevas plantas, según el tipo de tecnología de las mismas, puede desplazar plantas cuya asignación inicial parecía estable. Por otro lado, la cantidad de potencia a ser remunerada corresponde a la potencia máxima proyectada por la UPME para el año siguiente, más un 5%, y cuando ocurre –

como en el año 1999– un decremento de la demanda, los MW a ser remunerados disminuyen abruptamente de un año a otro.

b) 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. La intervención se realiza mediante la aplicación de ciertas reglas a los precios de oferta 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.

Estas cotas se establecen como resultado de análisis energéticos de mediano plazo realizados por el CND (Centro Nacional de Despacho) y tienen como objetivo preservar el agua almacenada ante sequías previstas, como ocurre con la presencia del Fenómeno ENSO. El argumento es que se busca que la racionalidad de los agentes coincida con la racionalidad del Sistema, es decir, prevenir el desembalse acelerado de recursos hidráulicos que se requerirán durante el período de verano ante consideraciones económicas de corto plazo que puedan tener los agentes. En otras palabras, se considera que existe una posible divergencia entre los objetivos de maximización de beneficios privados por parte de los generadores hidráulicos y los objetivos sociales que incluyen la confiabilidad y seguridad del abastecimiento, entendiéndose implícitamente que los agentes privados tienen una visión de corto plazo que motiva la intervención regulatoria.

La intervención de los precios de oferta de los embalses en épocas de hidrología crítica ha sido muy cuestionada por los agentes a quienes se les aplica. Argumentan que el sistema debería pagarles por el costo de oportunidad del agua almacenada, señalando que almacenan agua en épocas de precios altos y pueden desembalsar en épocas de precios bajos. Al respecto, más allá de que los precios mínimos y máximos observados en ausencia de esta intervención regulatoria no serían los mismos que los resultantes bajo la aplicación de este mecanismo – concretamente, los precios de mercado no serían tan elevados si no se restringiera el desembalse en períodos de sequía–, el reclamo cualitativo es correcto.

En general, entonces, las reglas vigentes constituyen no sólo una intervención del mercado que limita la libertad de los agentes, sino que además acota la respuesta de la oferta a las señales de precios que emergerían ante la escasez del recurso hidráulico, lo cual a su vez es el motivo central por el que los agentes tendrían un comportamiento inconsistente con la racionalidad pretendida para el sistema. Vale decir, los generadores privados no sobre-explotarían los

embalses ante la perspectiva de una sequía que llevara a un futuro aumento del precio mayorista de la electricidad en el mercado spot ya que dicho precio spot a futuro es el costo de oportunidad de un desembalse acelerado, corrigiendo la divergencia entre el objetivo privado y el objetivo social.

Aquí, una vez más como se discute al analizar distintas regulaciones secundarias, se observa un fuerte temor por parte del regulador a aceptar las señales de precios como mecanismo para que las decisiones descentralizadas de oferta conlleven a cumplir con el objetivo de seguridad de abastecimiento.

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.

c) Resolución 217 de 1997 (Estatuto de Racionamiento)

Los contratos bilaterales de compra-venta que se transan en el mercado no son contratos físicos, entendiendo por contratos físicos aquellos en los cuales un Generador se obliga a entregar físicamente su producción de electricidad a un comprador, a un precio acordado previamente. En contraposición, se entiende por contratos financieros aquellos en los cuales un Generador, o un Comercializador, se obliga a entregar electricidad a un comprador, a un precio acordado previamente (la electricidad entregada puede ser producida por el Generador que suscribe el contrato, o puede ser producida por terceros Generadores no involucrados en la transacción contractual).

En Colombia los Comercializadores no están obligados a suscribir contratos de compra de energía, son libres de fijar la composición de su portafolio (compras en el mercado spot / compras en contratos bilaterales). En caso de sequía, la regulación existente trata de garantizar la disponibilidad del recurso para aquellos compradores expuestos en bolsa. Esto, obviamente, 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, quienes no requieren 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, (como se mencionó en la sección anterior, sólo el 26%

de las compras por contrato corresponden a un período superior a 1 año, lo cual evidencia una muy baja importancia al reaseguro de abastecimiento en anticipación con oscilaciones hidrológicas por fenómenos naturales), con las consecuencias negativas que ello impone sobre las señales apropiadas (estables) para inducir inversiones en la generación, tiene su génesis precisamente en este rechazo regulatorio a aceptar distintas suertes para distintos clientes ex-post a la ocurrencia de fenómenos naturales que no fueron debidamente previstos y cubiertos por sus comercializadores.

Precisando las características de los contratos financieros y en prevención de eventuales racionamientos, la CREG expidió el denominado Estatuto de Racionamiento. Esta norma regula los procedimientos y los requisitos que deben cumplirse para declarar racionamientos de energía preventivos. 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, como ya se indicó antes, es precisamente el resultado de distintas intervenciones que limitan el reflejo de la escasez en los precios).

Así mismo, establece el orden en que se desconectarían las cargas del SIN ante niveles distintos de racionamiento. Se prioriza el suministro a los sectores productivos hasta donde es posible. La secuencia de los cortes es residencial, comercial, e industrial, dependiendo del nivel del racionamiento³⁷. El racionamiento aplicado es proporcional para todas las empresas que comercializan energía (Generador-Comercializador, Distribuidor-Comercializador, Comercializador) y no depende de las diferencias de estos agentes en lo referente al grado de exposición a Bolsa, ni de las diferencias en sus esquemas contractuales.

Con relación a las exportaciones de energía, según la nueva regulación expedida en el 2003, las transacciones son spot y se exporta o importa dependiendo de los precios spot relativos entre Colombia y el otro país. En consecuencia, no se volvieron a suscribir contratos, por lo tanto en caso de racionamiento no hay nada que garantizar.

³⁷ Si el racionamiento es menor o igual al 1.5% se raciona por “voltaje”; si el racionamiento es superior al 1.5% y menor o igual al 3.0% se raciona exclusivamente al sector Residencial; si el racionamiento es superior al 3.0% y menor o igual al 5.0% se racionan los sectores Residencia y Comercial; si el racionamiento es superior al 5.0% y menor o igual al 10.0% se racionan los sectores Residencia, Comercial e Industrial (exceptuando los Usuarios No Regulados eléctricamente aislables); y si el racionamiento es superior al 10.0% se raciona proporcionalmente en todos los sectores.

Como toda norma de intervención, el Estatuto también ha sido cuestionado. Las críticas hasta la fecha son teóricas dado que no se ha tenido que aplicar el Estatuto por racionamiento nacional. Sin embargo, el propio Estatuto constituye una señal regulatoria, adicional y consistente con otras resoluciones de la CREG, en cuanto a que se teme que operen los mecanismos de mercado para que los distintos agentes adopten decisiones eficientes –al enfrentar los costos de sus decisiones erradas–, propiciando distintos “salvatajes” para evitar costos ex-post que distingan según las distintas decisiones empresariales ex-ante, y por esta vía induciendo comportamientos de corto plazo oportunistas (“riesgo moral”).

d) Resolución 025 de 1995 (Código de Redes ó Reglamento de Operación)

El Código de Redes está compuesto por los siguientes códigos: a) Planeamiento de la Expansión del Sistema de Transmisión Nacional; b) Conexión; c) Operación; y d) Medida. Hace parte también del Código de Redes o Reglamento de Operación, el Reglamento de Distribución (Resolución CREG-070 de 1998).

Si bien la CREG debe regular todos aquellos aspectos técnico-operativos que tengan incidencia comercial en términos del mercado, el “Código de Redes” aborda en detalle muchos temas exclusivamente técnicos. Por lo anterior, se creó por Ley el Consejo Nacional de Operación (CNO), en el seno del cual tienen asiento Generadores, Transmisores y Distribuidores, y que tiene como “... función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación”. Lo anterior presenta como dificultad el hecho de que existe una zona gris en lo referente al alcance de los “Acuerdos” que expide el CNO y las disposiciones que deben ser avaladas o adoptadas por la CREG.

Así, puede observarse que en este caso la CREG tiene atribuciones (y obligaciones) de definir regulaciones excesivamente técnicas, que correspondería fueran definidas por el CNO. Esta atribución del CNO para definir el código de redes podría sujetarse a la aprobación final de la CREG en caso de que hubiera reclamos de particulares u otras agencias públicas –por ejemplo, para cumplimentar requisitos de defensa del medioambiente.

e) Resolución 034 de 2001 (Intervención Mercado de Generación de Seguridad)

Esta norma aplica a la Generación de Seguridad provista por los agentes Generadores para suplir limitaciones cuyo origen son las Restricciones Eléctricas y Operativas del SIN.

Los picos en el costo de la Generación de Seguridad que se registraron en el segundo semestre de 2000 y hasta el primer trimestre de 2001, son el resultado de la ola de ataques terroristas contra la infraestructura eléctrica. Fue por los costos excesivos que se presentaron en este servicio, en las condiciones descritas, que la CREG intervino los precios por este concepto.

La permanencia de la norma de intervención (Resolución CREG-034 de 2001), con posterioridad a una normalización razonable del estado de las redes³⁸, ha originado muchas críticas. Los Generadores plantean que ya transcurrida la emergencia, la norma debería ser derogada.

La norma reemplazó el mecanismo anterior de liquidación de la generación de seguridad forzada (generación fuera de mérito). Antes, el precio de liquidación de esta generación era función de señales del mercado (precios de bolsa y precios de oferta del generador). Con la Res. 034 solo se remunera: i) en el caso de las térmicas, como máximo, el costo variable de generación cuyos componentes están todos regulados; y ii) en el caso de las hidráulicas la remuneración corresponde a costos variables del agua también regulados. El mayor problema se asocia con aquellos generadores que rara vez entran en mérito y solo generan por seguridad. Estos generadores, obviando el cargo por capacidad, no tienen margen para remunerar su estructura de costos fijos.

Adicionalmente, con el restablecimiento de la red de transmisión, para suplir un requerimiento de generación de seguridad, en la mayoría de los casos, hay más de un agente que puede suplirla. Es decir, hay competencia. En presencia de esta última, la norma podría ser derogada sobre la norma anterior.

f) Resolución 004 de 2003 (Intercambios Internacionales de Electricidad)

Hasta principios de 2003, las transacciones internacionales de electricidad se realizaban por iniciativa de particulares, quienes asumían los riesgos inherentes a este tipo de intercambios. Los requisitos que se exigían para realizar este tipo de acuerdos eran mínimos.

No obstante, la CREG lideró a nivel de la CAN un cambio en las reglas de juego para estas transacciones, que tiene como objetivo de largo plazo integrar los mercados de la región tomando, entre otras, las siguientes decisiones:

- Los costos de los activos de transmisión asociados con las interconexiones internacionales, en la zona pertinente al territorio nacional, se

³⁸ *Todavía se presentan atentados, pero estos se han reducido en número y efectividad.*

trasladan a los usuarios finales del servicio. Esta regla aplica entre Colombia y Ecuador, pero no aplica entre Colombia y Venezuela. Se argumenta que esta discriminación obedece a que Venezuela no cuenta con mercado spot.

Con anterioridad el costo de esta infraestructura era formalmente asumido por las partes involucradas bajo su cuenta y riesgo (más allá de que seguramente se reflejaba en el precio final negociado).

- Las transacciones (exportación o importación) se realizan de acuerdo con la situación relativa de los precios spot de los países involucrados. Es decir, la compra-venta se realiza entre Bolsas y no involucra a agentes particulares en ninguno de los países. Se trata de transacciones spot.

Con anterioridad, las transacciones se realizaban a través de contratos bilaterales de largo plazo y los agentes decidían cómo se repartían las rentas y los riesgos del intercambio.

- La renta resultante del diferencial entre los precios spot de los dos países, denominadas “rentas de congestión”, se trasladan al usuario final como un menor costo de la Generación de Seguridad forzada por Restricciones. Esta regla fue modificada en la Ley del Plan del actual Gobierno. Se decidió que parte de estas rentas se dirigirán a los agentes Comercializadores que sirvan áreas de “difícil gestión”.

La norma de intervención ha sido muy cuestionada. Se plantea que en mercados no integrados, como sucede entre Colombia y Ecuador, la racionalidad y particularidad de las medidas tiene poco sustento teórico, entre otras, por las siguientes razones:

- Las exportaciones de energía aumentan el costo marginal del país exportador. Los usuarios del país exportador neto (exportaciones > importaciones), en este caso Colombia, ven un incremento en el costo de prestación del servicio producto de un costo marginal de generación mayor y de un costo por concepto de transmisión mayor. Aún cuando una parte de las “rentas de congestión” derivadas de la transacción se traducen en un menor costo para el usuario final por concepto de restricciones, la UPME adelantó un estudio en el que demuestra que la relación Beneficio-Costo para el usuario es negativa, dados los diferenciales de precios entre Colombia y Ecuador³⁹.

³⁹ “Asesoría para vincular las Interconexiones Eléctricas Internacionales en el Planeamiento Eléctrico”. *Econometría S.A.* 2003.

- El diferencial de precios spot entre los dos mercados (Colombia, Ecuador) irá disminuyendo en la medida en que aumente el número de interconexiones. En estas circunstancias, entre más exportaciones efectúe Colombia, en un contexto de mercados segmentados, más negativa será la relación Beneficio-Costo para los usuarios finales colombianos. No obstante las exportaciones implican mayor mercado y por ende diversificación de riesgo, lo cual induce mayores inversiones y menor costo de capital (además del aprovechamiento de economías de escala en el caso de la infraestructura), pudiendo así beneficiar también a los usuarios en el país exportador.

- Las transacciones internacionales spot han inhibido la suscripción de contratos. No es posible garantizar el sentido del flujo de energía (a veces se exporta, a veces se importa), de allí que las partes de un contrato asumirían riesgos difíciles de diversificar. Adicionalmente, los agentes no pueden apropiarse de las “rentas de congestión”, lo que le resta atractivo a negociaciones bilaterales.

V.2. Las regulaciones en el mercado de la Transmisión

a) Resoluciones 022 y 085 de 2002 (Procesos de Convocatoria para Expansión)

Se entiende y acepta generalmente que la transmisión de electricidad es un servicio con características de monopolio natural: dada la existencia de una red, no es económicamente factible ni razonable que una empresa duplique dicha red para ofrecer una alternativa de transmisión a oferentes y compradores de energía eléctrica. Sin embargo, esto no implica que las extensiones de una red, definidas en proyectos individuales y con una remuneración independiente y específica para compensar los costos de su construcción, no puedan ser realizadas por distintas empresas que compiten ex-ante de haber hundido capital alguno. Vale decir, aún siendo la transmisión de electricidad un monopolio natural, es factible introducir competencia ex-ante para seleccionar quiénes realizan las obras de extensión de la red al menor costo posible (esto es, una variante de lo que se denomina “competencia por el mercado”).

Este es el criterio que guía la regulación de la expansión de la red de transmisión en Colombia desde el año 2002. En efecto, las inversiones correspondientes a la Expansión del Sistema de Transmisión Nacional, que se ejecutan a partir de procesos de libre competencia, se remuneran a los inversionistas seleccionados que hayan presentado en cada proceso la propuesta

con el menor Valor Presente de los Ingresos Anuales Esperados durante veinticinco (25) años del flujo de Ingresos, expresado en dólares constantes del 31 de diciembre del año anterior al año en el cual se efectúa la propuesta.

El Ingreso del proponente debe reflejar los costos asociados con la preconstrucción (incluyendo diseños, servidumbres, estudios y licencias ambientales) y construcción (incluyendo la interventoría de la obra y las obras que se requieran para la viabilidad ambiental del proyecto), el costo de oportunidad del capital invertido y los gastos de administración, operación y mantenimiento del equipo correspondiente.

La comparación entre ofertas se efectúa por comparación de los Valores Presentes del Ingreso Anual Esperado, ofertado por los concurrentes. Este cálculo se realizará aplicando una tasa de descuento del 9.0%, en dólares constantes.

El Ingreso Anual que percibe el proponente seleccionado, durante cada uno de los veinticinco (25) años del flujo de Ingresos aprobado por la CREG, corresponde al Ingreso Anual Esperado propuesto. La liquidación y pago mensual del Ingreso se actualiza anualmente con el Índice de Precios al Productor de EEUU, y se efectúa en pesos colombianos sobre una base mensual calendario, dividiendo por doce (12) dicho Ingreso y utilizando la Tasa de Cambio Representativa del Mercado del último día hábil del mes que se factura.

El IA se mensualiza actualizándolo con el Índice de Precios al Productor Total Nacional (IPP) a la fecha respectiva.

La actividad de Transmisión es la de menor riesgo en la cadena de prestación del servicio eléctrico (el costo de reparación de la red por atentados terroristas corren por cuenta de la empresa, pero en este caso no se le imponen penalidades por incumplimiento en la confiabilidad y calidad del servicio al considerarse éstos como “eventos de fuerza mayor”). Como resultado de los procesos de convocatoria que se han realizado hasta la fecha, el costo de los proyectos construidos bajo este esquema es inferior a los precios que se les viene pagando a los Transmisores por los Activos de Uso preexistentes. En estas condiciones y dado que la revisión de los “Costos Unitarios” de las “Unidades Constructivas” se realiza quinquenalmente, se espera una reducción en la remuneración del segmento de Transmisión, probablemente, a partir del próximo año. Esta reducción se traducirá en una disminución tarifaria para los Usuarios Finales, en lo que corresponde a este componente de la estructura de costos.

V.3. Las regulaciones en el mercado de distribución

A nivel mundial, existen varios modelos de regulación por incentivos (incentive-based models) de la actividad de distribución, y si bien parece no haber una preferencia generalizada por uno de ellos, entre los esquemas más escogidos por los reguladores están aquéllos en los que se imponen límites a las tarifas (price cap) o en los ingresos (revenue cap) basados en la fórmula RPI-X. Lo que no es común encontrar es lo que ocurre en el caso Colombiano, donde como se verá en esta sección— por medio de la Resolución CREG-082 de 2002 se ha adoptado una metodología distinta para cada nivel de tensión de la industria de la distribución, adoptando decisiones tarifarias derivadas estrictamente de la realización de ejercicios de “Benchmarking” que no son suficientemente robustos y encierran en sí mismos, por ende, un importante riesgo regulatorio que ex-post debe reflejarse en las tarifas (tarde o temprano).

La regulación por incentivos involucra por lo general el “benchmarking” o comparar el desempeño actual contra un desempeño de “referencia.” Por lo tanto, un elemento clave en estos modelos es cómo se definen los parámetros de eficiencia “de referencia” o los factores X -como se conocen técnicamente- y los métodos utilizados para medir su desempeño. Desde una perspectiva técnica pueden distinguirse dos métodos comúnmente utilizados para medir y comparar el desempeño de empresas distribuidoras: los métodos de “benchmarking” de frontera y los métodos de “benchmarking” promedio.

En los métodos de “benchmarking” de frontera -el cual es el que ha adoptado el regulador en Colombia- la frontera de desempeño eficiente se estima tomando la mejor práctica de la industria o la mejor práctica dentro de una muestra de empresas. Esta frontera sirve de “referencia” (benchmark) contra la cual se compara el desempeño relativo de cada empresa. Existen varios métodos de “benchmarking” de frontera los cuales, a su vez, pueden dividirse en dos grandes categorías técnicas: de programación (no paramétricos) o estadísticos (paramétricos). Dentro del primer grupo, el método de programación más común es el Análisis Envolvente de Datos también conocido como DEA, mientras que los métodos estadísticos más usados son los Mínimos Cuadrados Ordinarios Corregidos (COLS) y el Análisis Estocástico de Frontera (SFA).

El DEA - método escogido por el Regulador colombiano- es una técnica de programación lineal para calcular (en vez de estimar) el desempeño relativo de unidades de decisión (firmas) en las que la existencia de múltiples insumos y productos hace difícil realizar comparaciones. Las unidades de decisión eficientes (firmas) que demarcan la frontera envuelven a las menos eficientes. Si bien el

método DEA presenta como ventajas que las firmas ineficientes son comparadas contra otras firmas existentes (reales) y no contra una medida estadística, y que no requiere que se especifique una función de producción o de costos, el mismo también posee múltiples desventajas: i) los puntajes de eficiencia tienden a ser sensibles a la escogencia de los insumos y de los productos que se toman como variables del modelo; ii) el modelo no permite el uso de factores estocásticos o errores de medición (los resultados son sensibles a errores de medición en las firmas de la frontera, dado que los puntajes de eficiencia son medidos en relación con la frontera); y iii) entre más variables se incluyan en el modelo, el número de firmas en la frontera crece.

Por la diversidad entre las regiones colombianas es muy probable que las desventajas de este tipo de metodologías salgan a la luz y dificulten la realización de comparaciones. Situaciones de este tipo no solo exponen al regulador a un proceso de discusión con la industria que puede ser complejo, sino que además lo expone a unos costos significativos de adquisición de información, y puede ser el origen de la gran variabilidad de EVAs que se observan en este segmento del mercado, encareciendo el costo de capital en general y por ende las tarifas.

a) Resolución 082 de 2002 (Remuneración de la Infraestructura de Distribución)

La remuneración del segmento de Distribución se rige por lo dispuesto en la Resolución CREG-082 de 2002. Como se mencionó antes, para cada nivel de tensión de suministro, la CREG optó por aplicar diferentes metodologías. Los criterios generales, establecidos en la Resolución CREG-082 de 2002, se resumen a continuación:

- Los cargos de los Sistemas de Transmisión Regional, o de los Sistemas de Distribución Local, diferentes al Nivel de Tensión 1, se determinan a partir de los inventarios de los Operadores de Red. Como en el caso del segmento de Transmisión, los activos se clasifican en Unidades Constructivas y cada Unidad se valora a un Costo Unitario. En el caso del Nivel de tensión 1, no hay valoración de activos, sino una estimación efectuada por la CREG
- La metodología de remuneración de los Sistemas de Transmisión Regional (Nivel 4), corresponde a Ingreso Máximo Regulado (Revenue Cap).

- La metodología de remuneración de los Sistemas de Distribución Local (Niveles de Tensión 3 y 2) y de los activos de Nivel de Tensión 1, corresponde a Price Cap.
- Antes de fijar la remuneración, la CREG aplica criterios de eficiencia en cada uno de los Niveles de Tensión, de tal forma que no hay garantía de que la totalidad de activos sea remunerada.

La norma expedida por la CREG ha sido muy cuestionada. Además de la metodología, los criterios de eficiencia aplicados por CREG desde el punto de vista técnico y económico, pueden resultar arbitrarios.

Así mismo, en la metodología se establecen mecanismos de acotación de los cargos resultantes mediante el empleo de técnicas de benchmarking que no se encuentran en la literatura regulatoria de sistemas de distribución. La CREG en cada nivel de tensión aplica un acotamiento basándose en el método estadístico de "box-cox", con parámetros predefinidos. A los cargos por uso de muchas empresas se les aplica el techo resultante, lo que origina el hundimiento de activos.

Las técnicas de comparación definidas por la Comisión se aplican a todos los Distribuidores del SIN de manera general. Lo anterior implica que terminan siendo comparadas y promediadas las variables de empresas de distribución como Codensa (1.8 millones de conexiones), con las variables de empresas como Empresa de Energía del Bajo Putumayo (3.8 mil conexiones).

Como se mencionó en la tercera sección de este Estudio (sub-sección sobre Cobertura), existen dudas de si los cargos por uso derivados de la metodología de la CREG permiten la ampliación de cobertura. Aquí resulta crucial analizar no sólo el nivel tarifario global sino también la estructura tarifaria respecto de la expansión de la cobertura ya que tales inversiones deben ser inducidas vía incentivos tarifarios en caso de no formar parte de un compacto de compromisos contractuales entre el Estado (poder concedente) y las respectivas empresas distribuidoras. Las técnicas regulatorias vigentes pueden estar comprometiendo la expansión en las áreas rurales situadas en el área de influencia de los actuales operadores.

b) Resolución 122 de 2003 (Bypass de los Sistemas de Transporte)

Un principio básico en la regulación de redes eléctricas y su acceso a ellas, es la definición clara de lo que constituyen Activos de Uso y Activos de Conexión. Se entienden como los primeros, aquellos de uso general y cuyos usuarios no pueden

ser identificados, mientras que los segundos son aquellos activos de uso exclusivo de un usuario, o grupo de usuarios identificables (incluyendo empresas terceras).

Los Activos de Uso de cada distribuidor son remunerados por todos los usuarios finales conectados directamente a sus redes, no así los Activos de Conexión, cuyo propietario y usuario exclusivo asume los costos de los mismos (normalmente Usuarios No Regulados o Generadores Embebidos).

Mediante esta Resolución la CREG define dos nuevos conceptos: Fronteras Principales y Fronteras Embebidas. Las primeras se definen como aquellas fronteras comerciales de Usuarios No Regulados, a partir de las cuales se conecta un Generador Embebido, un usuario, o varios de los anteriores. Las segundas se definen como aquellas fronteras comerciales de un usuario, o Generador Embebido, que se conecta mediante los Activos de Conexión de terceros a través de una Frontera Principal.

Si se interpretan las nuevas normas, la CREG autoriza el acceso a Activos de Conexión de Usuarios No Regulados por parte de terceros pero no los convierte en Activos de Uso General como sucedía con las reglas previamente vigentes, sino que éstos adquieren un carácter híbrido, dejando de ser lo primero (Activos de Conexión), sin convertirse en lo segundo (Activos de Uso).

Este mecanismo permite que usuarios conectados directamente a las redes del Distribuidor en determinado nivel de tensión opten por conectarse a los Activos de Conexión de un Usuario No Regulado, conectado a un nivel de tensión superior, evadiendo parcial o totalmente el pago de los Cargos por Uso de la infraestructura del Distribuidor. Se estarían creando redes de distribución embebidas en las redes de distribución de empresas ya constituidas.

Para tener acceso a estos activos de distribución de naturaleza híbrida la CREG fija reglas de liquidación de la energía de los usuarios entrantes, aplicando factores de pérdidas predeterminados según nivel de tensión. Así mismo, establece que la remuneración de los Activos de Conexión de un tercero por parte del Embebido se realizará a través de Contratos de Conexión a precios acordados entre las partes.

La señal establecida por la CREG podría incentivar el “by-pass” de las redes de los distribuidores que operan en las áreas de influencia de estos activos. De presentarse un número de “by-pass” significativos, además de generarse el descreme del Distribuidor, se diluiría el concepto del sistema de redes vigente creando serios problemas regulatorios.

V.4. Las regulaciones en el mercado de la Comercialización

a) Resolución 031 de 1997 (Costos de Prestación del Servicio)

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, mediante Resolución CREG-031 de 1997 estableció la fórmula tarifaria que deben aplicar los comercializadores del servicio a los usuarios pertenecientes al mercado regulado. La Fórmula Tarifaria que deben aplicar los Comercializadores que atienden Usuarios Finales Regulados constituye un “pass-through” de la cadena de costos de prestación del servicio.

No obstante y como se mencionó en la sección anterior, en lo que respecta al Comercializador propiamente dicho la recuperación de los costos efectivos que enfrentan los Comercializadores se ha visto afectada por los siguientes factores:

- El nivel de pérdidas reconocido por la CREG es inferior al nivel de pérdidas que registran la mayoría de las empresas Distribuidoras-Comercializadoras. Los deficientes resultados del proceso previsto de reducción de pérdidas se explica en el hecho de que solo unas cuantas empresas cuentan con programas formales o permanentes de control de pérdidas.
- Existe un tratamiento regulatorio asimétrico en la forma en que se asignan las pérdidas entre los Comercializadores que actúan en un mercado⁴⁰. Esta asimetría conduce a que el nivel de pérdidas que deben asumir los Distribuidores-Comercializadores siempre sea mayor o igual al Índice de Pérdidas Real del mercado respectivo, según el grado de penetración de dicho mercado por parte de terceros entrantes.
- Los costos asociados con las compras de energía se trasladan al Usuario Final aplicando un promedio móvil de doce (12) meses. Si los Comercializadores no están cubiertos por contratos y los precios en la Bolsa de Energía experimentan un alza significativa con respecto al promedio móvil, el agente requerirá de capital de trabajo adicional para suplir el suministro y no incurrir en moras en el mercado.

⁴⁰ Mientras las “Pérdidas” de los agentes que únicamente ejercen la actividad de Comercialización en un mercado equivalen a las “Pérdidas Reconocidas” por el Regulador, al agente Distribuidor-Comercializador del mercado correspondiente se le asigna cualquier diferencia existente entre las “Pérdidas Reales” del mercado y las “Pérdidas Reconocidas”.

V.5. Ley 812 del Plan Nacional de Desarrollo: Comentarios sobre la legislación aplicable al Sector Eléctrico de Colombia

Si bien en su redacción los artículos de la Ley aplicables al sector eléctrico se agrupan en su mayoría bajo dos grandes títulos, “Crecimiento Económico Sostenible y Generación de Empleo” y “Construir Equidad Social,” puede decirse que el espíritu detrás de los mismos gira en torno a cuatro temas de fondo, bastante polémicos dentro del contexto de la economía política del sector: i) la crisis de las electrificadoras públicas de carácter nacional, departamental y municipal; ii) la indefinición del rol del Estado dentro del sector; iii) las dificultades del organismo de control (SSPD) para ejercer sus funciones cuando las empresas son insolventes; y iv) problemas en la regulación de la comercialización de energía eléctrica.⁴¹

En relación con el primer tema, el de la crisis de las electrificadoras, varios apartes y artículos de la Ley buscan una salida para las dificultades que se han presentado con la quiebra y posterior intervención de empresas públicas. Como se mencionó en la segunda sección de este Estudio, algunas empresas públicas (ej. Electrificadora del Tolima, Cauca y Chocó en el orden nacional, Arauca en el departamental, y EMCALI y Caucasia en el municipal) han quedado con el peso de obligaciones económicas y sociales que, junto con la difícil aceptación por parte del público de las alzas tarifarias para hacerlas viables, las convierten en poco atractivas para inversionistas privados, a menos que el Estado les otorgue algún tipo de privilegio especial (ej. operación de rescate y/o fondo de capitalización). El concepto de “capitalismo social en servicios públicos” previsto en la Ley del Plan emana precisamente de la necesidad de superar situaciones de crisis financieras de empresas públicas prestadoras de servicios públicos domiciliarios, impulsando esquemas de participación de usuarios, trabajadores, acreedores, inversionistas y otros grupos ciudadanos. La participación de estos agentes se materializa a través

⁴¹ La Ley 812 también introduce restricciones sobre las tarifas aplicables a los usuarios residenciales de estratos 1 y 2 ya comentadas en secciones previas de este Estudio.

de los Fondos de Capitalización Social –artículo 131–⁴² de los cuales también pueden participar la Nación y otras entidades descentralizadas –artículo 14–.⁴³

Si bien se considera correcto que se promueva el desarrollo de esquemas de financiamiento condicionados a la participación de los usuarios, trabajadores u otros agentes del sector solidario para superar situaciones de crisis financieras de empresas públicas, la implementación de estos esquemas debe materializarse en forma cautelosa para no incentivar excesivamente desde el Estado las inversiones de agentes particulares, mal informados, que luego podrían resultar en pérdidas (provocando un conflicto de interés en el seno del Gobierno, quien podría verse presionado para salvar –“bail-out”– esos inversores domésticos con importante incidencia en el proceso político colombiano).

Por otra parte, la autorización para que la Nación y otras entidades descentralizadas inviertan todas o parte de sus acreencias con empresas de servicios públicos en estos Fondos, explicita la posibilidad de re-estatizar / nacionalizar empresas liquidadas o en proceso de liquidación, lo cual no parece apropiado en pos de los objetivos de la reforma que continúan defendiéndose en la propia Ley (artículo B4). No obstante, y como lo ha demostrado la experiencia reciente con EMCALI, dicha posibilidad da pie para un mecanismo en el que se reconocen las limitaciones de carácter político, dando espacio para un proceso en el que “todos ponen” pero que no necesariamente brinda los incentivos para una adecuada gestión de las empresas (dado que el costo ex-post de decisiones erradas no necesariamente se corresponde ni lo asume el responsable de la decisión equivocada). Se confirma así lo mencionado en la segunda sección de este Estudio: que los problemas de varias empresas públicas corresponden más a problemas relacionados con la gobernabilidad política que con la gobernabilidad corporativa.⁴⁴

⁴² Artículo 131. “El artículo 151 de la Ley 142 de 1994 quedará así: En el contrato de Condiciones Uniformes se podrá establecer que una parte del pago de los servicios públicos confieran al suscriptor o al usuario el derecho a adquirir acciones o partes de interés social en las empresas oficiales, mixtas o privadas. Así mismo, en dichos contratos se podrá establecer que una parte del pago de los servicios públicos otorgue a los suscriptores o usuarios el derecho a participar en los Fondos de Capitalización Social que se constituyan, para la prestación de los servicios públicos de los cuales son beneficiarios”.

⁴³ Artículo 14. “Autorización para participar en los Fondos de Capitalización Social. Se autoriza a la Nación y a las entidades descentralizadas del orden nacional, cuando lo estimen conveniente, a invertir todo o parte de sus acreencias con Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios oficiales o mixtas en el Fondo de Capitalización Social”.

⁴⁴ Específicamente para el caso de EMCALI, el artículo 130 de la Ley prevé que en el evento en que se llegase a liquidar la empresa, se autoriza la creación en la ciudad de una nueva Empresa Industrial y Comercial del Estado para la prestación de los servicios públicos domiciliarios de telecomunicaciones, acueducto y alcantarillado y energía eléctrica, por lo que, en este caso particular, la liquidación de la

Además de los Fondos de Capitalización Social, la Ley concibe otras formas de “rescate” para las empresas con gestión deficiente. Específicamente, en el artículo 66 de la Ley se reviven los Convenios de Desempeño como contrapartida para el otorgamiento de contragarantías de la Nación con el fin de “sanear” empresas estatales que posean obligaciones resultantes de garantías otorgadas por la FEN, y que se hayan derivado de proyectos de generación de energía.⁴⁵ Como se mencionó anteriormente en este Estudio, Ayala y Millán (2001) y Weisner (1997) demuestran que en el pasado los Convenios de Desempeño fracasaron –esto es, no fueron operativos o restrictivos– por problemas de derechos de propiedad⁴⁶ y de estructura institucional,⁴⁷ razón por la cual resulta reprochable y difícil de comprender porqué se ha decidido revivirlos. Lo previsto en el artículo 66 se parece mucho a “la última vez que se da una nueva oportunidad” cuando, por el contrario, se debería hacer un mayor esfuerzo por proceder a penalización efectiva (vía privatización incluso) de las empresas que incumplen con sus obligaciones.

En relación con el segundo punto sobre la indefinición del rol del Estado dentro del sector, cabe mencionar que la Ley en este sentido es completamente ambigua. Por un lado, en el artículo B4 se hace énfasis en que se continuará con la promoción de la participación del sector privado, impulsando la consolidación de los marcos regulatorios, el desarrollo de procesos de privatizaciones y concesiones en la construcción, operación y mantenimiento de infraestructura, y promoviendo condiciones de largo plazo para la entrada de inversionistas en el desarrollo del Sistema de Transmisión Nacional. Por otro lado, y en contraposición con la definición anterior, se revive la FEN, devolviéndole un rol protagónico y previendo la conformación de un nuevo agente de generación estatal con el fin de “fortalecer la competencia”.

empresa no obliga a la privatización ni tampoco a la escisión en distintas empresas de distintos servicios públicos, postergando la solución definitiva del problema.

⁴⁵ Artículo 66. “Saneamiento Financiero de Empresas Prestadoras de Servicios Públicos. Con el fin de proveer el saneamiento económico y financiero de empresas estatales prestadoras de servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica, que a la fecha de expedición de la presente ley tengan obligaciones resultantes de garantías otorgadas por la Financiera Energética Nacional, FEN y que se hayan derivado de proyectos de generación de energía, dichas obligaciones podrán contar en su totalidad con la contragarantía de la Nación, siempre y cuando se suscriba un convenio de desempeño que garantice la viabilidad financiera de la empresa, y el Ministerio de Minas y Energía y el Confis hayan determinado que existen razones de conveniencia económica y financiera para ello. El incumplimiento del convenio dará lugar a la aplicación de la cláusula aceleratoria en el crédito original”.

⁴⁶ No se tenían medios efectivos para hacer cumplir los contratos a las empresas.

⁴⁷ La FEN no era independiente para forzar a sus vigilados a cumplir dado que si demandaba a sus vigilados ponía en riesgo su propia posición como garante de los pasivos de muchas de las empresas.

Por los motivos expuestos en las secciones anteriores del Estudio relacionados con el hecho de que la elevada participación del Estado en los distintos segmentos del mercado, controlando además el transporte casi totalmente, puede potenciar los favoritismos y desincentivar los comportamientos más competitivos, se considera que la conformación de un nuevo generador estatal es una mala decisión. Por otra parte, queda la preocupación que detrás de la creación de un agente generador estatal esté implícito el deseo de vender energía por debajo del costo de mercado a agentes con problemas financieros, algo que se ha intentado en el pasado en repetidas ocasiones y que distorsionaría por completo las señales de precios en el mercado mayorista.

En relación con el tercer punto, aquél relacionado con las dificultades del organismo de control para ejercer sus funciones cuando las empresas son insolventes, la Ley busca dotar a la SSPD de recursos y mecanismos que le permitan abordar los procesos de toma de posesión y liquidación de Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios en forma más eficiente. Es así como a través de los artículos 16 y 132 se autoriza a la FEN para que apoye a la SSPD en los procesos de toma de posesión con fines de liquidación de empresas, administrando, si es del caso, los fondos empresariales que la SSPD constituya para facilitar la liquidación de las intervenidas. Si bien el mecanismo de intervención debería ser automático y no necesariamente a cargo de la SSPD, estas restricciones en cuanto a que la SSPD no se transforme en prestadora del servicio para evitar el conflicto de intereses, parecen razonables, pero no serán muy relevantes si luego hay un rescate (“*bail-out*” –muy probable mientras continúe el actual esquema de decisiones discrecionales afectadas por la economía política del proceso colombiano).

Por otra parte, en el artículo 15 de la Ley se autoriza a la SSPD para ordenar la escisión de las Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios bajo toma de posesión para administrarlas o liquidarlas, en unidades o empresas independientes, autónomas y separadas, pudiendo generarse una confusión en los roles institucionales dado que en la Ley 142 esta facultad (aunque no estrictamente igual) le es delegada a la CREG para las empresas reguladas en general (no necesariamente en proceso de liquidación). No queda muy clara entonces cuál es la división de roles al respecto, o la lógica para justificar dicha división de roles. Las reestructuraciones del sector deberían estar a cargo de un único organismo, y la CREG es más apropiado que la SSPD (si bien posiblemente una decisión de esta naturaleza requiera la participación incluso de la SIC, la agencia encargada de defensa de la competencia).

Finalmente, y en relación con los problemas en la regulación de la comercialización, en un claro intento por eliminar el problema de “descreme” del mercado del que son víctimas algunos distribuidores-comercializadores, la Ley en su artículo 65 define que las empresas comercializadoras de energía eléctrica, que atienden usuarios regulados residenciales y/o no residenciales, deberán incorporar a su base de clientes un número mínimo de usuarios de estratos socioeconómicos 1, 2 y 3. En particular este artículo acarrea dos problemas.

Por un lado, la necesidad de hacer “pooling” obligatorio de distintos usuarios (forzando la inclusión de los pequeños consumidores residenciales) indica que el diseño tarifario está mal (las empresas deberían tener incentivos naturales para captar usuarios de estratos bajos, y si no los tienen, la estructura tarifaria es la que debe corregirse).

Por otro lado, preocupa que un aspecto de características regulatorias como el que trata el artículo 65 esté siendo abordado en la esfera del Legislativo, y que la reglamentación del mismo quede a cargo del Gobierno Nacional y no de la CREG. Como se mencionó en la segunda parte de este Estudio, la falta de compromiso por parte del Gobierno con las instituciones formales contribuye a deslegitimar la función regulatoria, llevando a que la acción dentro del marco regulatorio no constituya el equilibrio de las diferentes estrategias de todos los agentes relevantes. Si ante los fracasos por sacar resoluciones en el seno de la CREG el Gobierno acude inmediatamente al legislador o a los decretos ejecutivos, contribuye a fragmentar el proceso regulatorio y a la pérdida de credibilidad y reputación del regulador.

VI. Comentarios generales y conclusiones

La reforma 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 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 (relación hidrotérmica actual de 66/34) 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 aparentemente superior al crecimiento de la demanda de potencia (estimado a partir del crecimiento porcentual del consumo que informa ISA, y notando que la nueva composición de la oferta energética es más estable ante fenómenos naturales adversos como El Niño).

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. El Gobierno fracasó en sus intentos de operar con criterio empresarial las empresas distribuidoras en las cuales era 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. La participación del sector privado en generación perdió dinamismo después de un inicio promisorio con la venta inicial 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. Las instituciones reguladoras son débiles, políticamente dominadas según su propio diseño, tienen tareas y funciones mal definidas y hasta contradictorias, impidiendo un desarrollo balanceado de la regulación. El Mercado Mayorista ha tenido dificultades para lograr aliviar las fluctuaciones de precios resultantes en el mercado, en parte atribuibles al poder de mercado de corto plazo de algunos generadores. En materia fiscal, si bien la dependencia del presupuesto nacional ha disminuido, el rol del Estado empresario sigue pesando en las cuentas fiscales.

De hecho, este Estudio muestra que los resultados de la reforma colombiana son mixtos y que la misma se encuentra a “mitad de camino.” En efecto, si se tienen en cuenta las metas que se plantearon hace una década con la reforma, los resultados de las evaluaciones realizadas en este Estudio muestran que las mismas se han podido cumplir sólo parcialmente. Miremos los resultados en detalle.

Precios y competencia

Si se tiene en cuenta que uno de los objetivos propuestos con la reforma fue lograr **precios eficientes** que permitieran i) una reducción de los costos de la electricidad a los usuarios finales, y ii) una mayor competencia en los mercados contestables del negocio, los resultados son bastante ambiguos.

En materia tarifaria, por ejemplo, se ha ganado en transparencia (subsidios cruzados explícitos y neutrales para la competencia, salvo por el hecho de que se eliminaron los cargos fijos desde 2001, lo cual esconde cierto grado de subsidio implícito hacia los usuarios residenciales más pequeños, quienes conllevan un costo fijo de atención relativamente mayor respecto del volumen consumido). Sin embargo, si bien las tarifas para el conjunto de usuarios finales bajaron levemente en términos reales hasta el año 1999 (un 16% en promedio), ello resultaba insostenible y requirió una recomposición significativa hacia 2003 (en torno al 30%

real en términos generales, con un aumento particularmente elevado para los usuarios residenciales de estratos bajos en el año 2002). Por lo tanto, las tarifas no han caído desde 1992 a la fecha; en particular, incluyendo el incremento tarifario verificado en 2002 y 2003, las tarifas subieron levemente para el conjunto de usuarios y, particularmente, para los usuarios residenciales en estratos bajos y medios. En consecuencia, en términos tarifarios el conjunto de la población no ha evidenciado beneficios palpables por lo que es difícil esperar que en adelante los usuarios apoyen una mayor profundización de la reforma, al menos que se logren reducciones de costos adicionales y mayores eficiencias.

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, los 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 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. 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.⁴⁸

Por otra parte, en las distintas reglas vigentes de operación del mercado (regulación secundaria) se evidencia un fuerte temor por parte del regulador para

⁴⁸ *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 conveniente intentando explotar a sus usuarios. 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”.*

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 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 constituyen no sólo una intervención del mercado que limita la libertad de los agentes, sino que además acota la respuesta de la oferta a las señales de precios que emergerían ante la escasez de los recursos (incentivando a que los propietarios no pongan a disposición sus recursos a su costo marginal).

A su vez, en distintas regulaciones existen reglas que impiden que los agentes enfrenten los costos 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 y de carácter oportunista. Este tipo de 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, quienes no requieren 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) 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.

Por lo tanto, los criterios básicos detrás de distintas regulaciones secundarias (ej. mínimos operativos y el estatuto de racionamiento), 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 al mismo

tiempo incrementando el riesgo de realizar inversiones de largo plazo en la generación.

Calidad y Cobertura

Otros objetivos de la reforma fueron mejorar la calidad del servicio y ampliar la 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 sigue presentando unos índices muy altos en materia de duración de las interrupciones promedio por mes (DES), y en el número promedio de interrupciones por mes por circuito (FES). 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 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).

En materia de cobertura, la evaluación se hizo respecto al número de suscriptores, para lo cual hubo un importante crecimiento en el número de conexiones en el SIN entre 1995 y 2003 (en torno al 4,7% promedio anual). Sin embargo, cualitativamente resulta muy claro que el incremento de la cobertura se ve negativamente afectado por la incoherencia en el esquema de planeamiento del sector resultante de un esquema mixto de propiedad en el cual no hay consistencia entre los planes de expansión del Gobierno (PND), la UPME y las empresas.

Inversión y participación privada para liberar recursos estatales y disminuir el endeudamiento y la participación del Estado en el sector

Un tercer objetivo perseguido con la reforma estuvo relacionado con las mejoras en la capacidad instalada a través de la promoción de inversiones (locales y extranjeras) para ampliarla, disminuyendo el endeudamiento y la participación del Estado en la industria y liberando recursos estatales para ser utilizados en otros sectores. En este campo los resultados también han sido ambiguos. Si bien se aumentó la capacidad instalada, diversificando la oferta por medio de la incorporación de inversionistas privados a la industria, el riesgo de un fracaso fiscal para el Estado sigue siendo alto.

Específicamente, los resultados del Estudio muestran cómo la participación privada pasó de niveles nulos antes de la reforma a desempeñar un rol importante

en la generación, distribución y comercialización de electricidad (la propiedad privada alcanza el 34.7 % en el SIN, 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, permitiendo unidades productivas de menor escala que permiten a su vez el desarrollo de un mercado más competitivo.

Ahora bien, si bien hubo un buen nivel de inversión en generación (aún cuando la tasa de crecimiento de la capacidad no haya aumentado) y en distribución, es importante resaltar que el ímpetu inicial que tuvieron los inversionistas privados se perdió. Durante los últimos cuatro 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. Es así como los resultados del Estudio en materia de indicadores de rendimiento y rentabilidad de las empresas muestran una importante variación entre firmas, dependiendo tanto del segmento de mercado en el que operan, como de su tamaño y estructura de financiamiento. En términos generales, las rentabilidades globales promedio parecen haber sido adecuadas, aunque en el pasado reciente (período 2000-2003) han sido particularmente reducidas. La 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 obtuvieron un ROE promedio negativo y el 33% de las empresas tuvo un ROE inferior al 5%).

Por otra parte y a pesar de que las inversiones en generación permitieron diversificar la oferta, la aún alta dependencia en el recurso hidráulico hace que la continuidad del suministro en Colombia siga estando dominada por restricciones de energía y no de potencia, por lo que el uso de la capacidad hidráulica es supremamente volátil por su susceptibilidad a las condiciones climáticas.

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, financiador y constructor de las nuevas instalaciones en generación. Por eso, los resultados en materia fiscal muestran que si bien el sector eléctrico no está demandando los recursos que requirió del fisco en épocas anteriores y su impacto es menor sobre las finanzas públicas hoy en día 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 inversiones (formación bruta de capital fijo- FIBCF) y el de pagos por operación comercial. En el primero, el proyecto civil de Urrá es el que más costos le ha generado al Estado. Dentro del segundo, los PPAs de Tebsa y Paipa IV han implicado una gran erogación de recursos públicos.

Asimismo los resultados del Estudio muestran que durante los últimos 10 años el GNC ha tenido que girar recursos para cubrir los déficits de las empresas. Estos giros han tomado la forma de préstamos netos y alcanzaron aproximadamente US\$ 319 millones de 2003. Además de esos préstamos netos, el GNC ha tenido que rescatar a las empresas distribuidoras en repetidas ocasiones, con desembolsos que no dejan de ser impresionantes. Se encontró que en total la Nación ha gastado cerca de \$7.6 billones de pesos de 2003 (US\$ 2,637 millones) en operaciones de rescate de las empresas eléctricas durante los últimos 10 años. Esos \$7.6 billones de pesos corresponden a 3.4% del PIB de 2003 y equivalen a un monto mayor al recaudado con las últimas dos reformas tributarias (2002 y 2003) más el impuesto al patrimonio.⁴⁹ También preocupa que además de las operaciones de rescate a las empresas públicas, la Nación haya empezado a rescatar a las privadas.

En cuanto a los subsidios, en materia de eficiencia productiva los resultados de los análisis muestran que el FSSRI ha presentado un buen desempeño desde que fue creado. Los subsidios son recolectados y administrados con eficiencia y el Fondo presenta avances importantes en el manejo operativo de las cuentas. No obstante, aún se requiere mejorar aspectos como el giro oportuno de los recursos del presupuesto general asignados para los subsidios del sector eléctrico, de tal forma que las empresas que más usuarios poseen en los estratos 1, 2 y 3 no queden expuestos al riesgo de disponibilidad de caja de la Nación.

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, continúe desempeñando un papel 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 derivarse al limitar la suba de tarifas

⁴⁹ Se estima que con el impuesto al patrimonio en el 2003 se recaudaron 1.2 billones de pesos, mientras que con la última reforma tributaria (Ley 863 de 2003) se espera recaudar 1.9 billones de pesos.

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 cuando las empresas públicas como un todo arrojaron un resultado positivo en las cuentas fiscales (año 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. Medidas de ese estilo serían un gran retroceso ya 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.

Separación de los papeles del Estado como empresario, fijador de políticas y regulador

Los resultados del Estudio señalan 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. Es así como la evidencia muestra que la no aceptación de los resultados regulatorios, con alguna frecuencia por parte de varios de los agentes importantes, debe ser considerada como una grave amenaza para el proceso regulatorio precisamente porque el no cumplimiento busca alterar ex-post los resultados del proceso, y porque están afectando drásticamente la confianza de los otros agentes en las instituciones regulatorias y de control. 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 querellas 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 a que el cumplimiento y la acción dentro del marco institucional no constituyan el equilibrio de las diferentes estrategias de todos los agentes relevantes, conllevando finalmente a una falta de consolidación de las instituciones regulatorias y de control en sus roles respectivos.

En el Estudio se identificaron las complicaciones en la instrumentación de los principios básicos que están contribuyendo a que esto ocurra. En relación con

los factores que atentan contra la libre competencia y una mayor eficiencia se mencionaron, 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 que debe ejercer el Estado 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– 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 e interesada 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 mencionaron, entre otros:

i) la excesiva discrecionalidad por parte del regulador, la cual ha disminuido la capacidad intertemporal de los agentes que compiten en el sistema de predecir, con algún grado de probabilidad, cuál será el resultado del juego regulatorio en el largo plazo, 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 (fuerza mayor), impidiendo que la regulación considere los efectos negativos sobre las empresas derivados de las externalidades generadas por el 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 MEM.

En adición a los anteriores factores, también se identificaron otros aspectos que impiden una mayor consolidación de las instituciones del sector. Por un lado, la falta de una clara delimitación del alcance regulatorio ha conllevado 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. 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. En este contexto, la regulación secundaria excesivamente intervencionista ha sido un ejemplo muy claro de la falta de convencimiento sobre el avance hacia una reforma plena, alimentando asimismo un círculo vicioso por el cual la regulación excesiva impide obtener resultados alcanzables con 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, aprobada en 2003, 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 de 1994 es que funcione el esquema de incentivos por el cual los generadores compiten para vender su energía a los distribuidores, quienes están inducidos a comprarla en los mejores términos. Este principio básico no se respeta 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 no se resuelve a tiempo la insolvencia y quebrantos que les infligen a los generadores, lo cual desalienta el ingreso de nuevos inversores. La insolvencia y el incumplimiento de las distribuidoras por otra parte dificulta 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. 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 apartamiento de reglas de mercado aún cuando ellas podrían funcionar y apoyar desarrollos eficientes para el mejor desempeño del sector.

Para lograr restablecer los incentivos básicos mencionados arriba, entonces, debe modificarse el mecanismo de liquidación de empresas incumplidoras y en problemas, estableciendo claramente niveles tarifarios que sean atractivos (para que la pérdida de la empresa signifique de hecho una penalidad en el caso tanto de gobiernos departamentales y municipales como accionistas privados, cuestión aparentemente resuelta a partir de los incrementos tarifarios verificados desde el año 2000, y particularmente entre 2002 y 2003), 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.

Detallar la naturaleza precisa de los cambios implicados para hacer operativo el nuevo esquema de incentivos que “rescate” la reforma del sector eléctrico de 1994 excede el alcance de este trabajo, cuya contribución debe juzgarse en función de si logró establecer suficientemente la conveniencia conceptual de avanzar en los mismos de manera decidida y consistente a nivel institucional e instrumental.