


El Mercado de la Energía Eléctrica en Colombia: Características, Evolución e Impacto sobre otros Sectores¹

Los precios de la Electricidad en Colombia: ¿cuáles son los verdaderos problemas?



MAURICIO SANTA MARÍA
Director del Proyecto

NILS-HENRIK VON DER FEHR
Consultor Internacional

JAIME MILLÁN
JUAN BENAVIDES
Investigadores asociados

ORLANDO GRACIA
Investigador

ERIKA SCHUTT
Asistente de Investigación

¹ Los contratantes de este estudio son la Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas la ANDI y Acolgen. Agradecemos los comentarios de los miembros del comité técnico del estudio: Acolgen, Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas de la ANDI, Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios y Actividades Complementarias e Inherentes (ANDESCO), Departamento Nacional de Planeación (DNP), Consejo Nacional de Operación (CNO), Ministerio de Minas y Energía, Comité Asesor de Comercialización (CAC), Asociación Colombiana de Comercializadores de Energía (ACCE), Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Promigas, Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica (ASOCODIS), Expertos en Mercados (XM) y, especialmente, al Consejo Privado de Competitividad (CPC).

Capítulo 1. Resumen ejecutivo: mensajes principales y recomendaciones de política

I. Introducción

Este estudio se desarrolló durante una coyuntura muy especial, en la que se observó un comportamiento atípico de los precios de la electricidad, cuya racionalidad y posibles causas no fueron evidentes para los consumidores y el gobierno, entre otros. Ese hecho condujo a muchos observadores a cuestionar la bondad del modelo adoptado para el sector eléctrico colombiano desde 1994. Sin embargo, una mirada objetiva a la situación que existía antes de las reformas, reseñada en el capítulo 2, indica claramente que hay avances importantes y resultados positivos que han impactado favorablemente al consumidor y a las finanzas públicas, entre los más importantes. Ellos, por si solos hacen del sistema colombiano de hoy uno bastante más confiable y que ofrece servicios de mejor calidad que el anterior. No obstante, los acontecimientos recientes, relacionados con la evolución de los precios, y algunas debilidades que aún tiene el sistema, resaltan la necesidad de empezar a acometer diferentes tareas para lograr la consolidación de un ambiente de confianza entre los participantes en el mercado eléctrico, que garantice su sostenibilidad y confiabilidad. Es decir, que garantice la inversión.

Así, el estudio se realiza en el marco de esos sucesos y en medio de discusiones válidas, planteadas por el sector industrial, sobre la eficiencia y competitividad sectoriales, el potencial de ejercicio de poder de mercado y los costos de transacción que enfrentan los industriales en sus procesos de contratación de energía. Adicionalmente, FEDESARROLLO encuentra en esta discusión una valiosa oportunidad para identificar debilidades y proponer mejoras al modelo, de forma que los avances de la reforma se profundicen y se conviertan en ventajas competitivas para la industria y el comercio, que redunden en beneficios para todos.

1.1. Objetivos

Con el objetivo de analizar la evolución, características e impacto, del mercado de la energía eléctrica sobre otros sectores, el presente estudio desarrolla los siguientes objetivos específicos:

- Estimar si las tarifas de energía eléctrica en Colombia son “competitivas”, desde una perspectiva internacional y de eficiencia en la formación de precios
- Revisar de manera independiente el funcionamiento del mercado de energía eléctrica, enfatizando la formación y evolución de los precios, cómo ellos responden o no a los “fundamentales” del mercado, y su impacto en la competitividad del sector manufacturero. Esto implica analizar los fundamentales de los precios finales y otros factores que también los pueden afectar. Estos incluyen, por ejemplo, algunos relacionados con la regulación o con la presencia de impuestos y subsidios en el sector
- Analizar el mercado regulado y el no regulado
- Estudiar el comportamiento de los precios de todos los componentes de la cadena: generación, transmisión, distribución, comercialización y otros (pérdidas, restricciones, contribuciones e impuestos) en un horizonte de mediano plazo. Es decir, no restringido al período más reciente
- Producir un estudio que sirva como instrumento para generar confianza entre los diferentes agentes: industriales, generadores, gobierno, regulador y vigilante, entre los más importantes;
- Producir algunas recomendaciones de política de carácter general para mejorar el funcionamiento del mercado en el mediano plazo.

FEDESARROLLO entiende ese mandato de manera amplia, en presencia de un sector eléctrico que fue modificado positivamente con la introducción de las Leyes 142 y 143, a mediados de los noventa. En Colombia, aún con problemas en su implantación y susceptible de mejorar, se ha desarrollado un producto que ha logrado resultados superiores a la gestión pública previa y ha respondido relativamente bien, cuando se analiza dentro del contexto internacional. Sin embargo, los avances requieren mejoras y

vigilancia permanentes para asegurar condiciones que promuevan la idoneidad y transparencia del mercado de generación, reduzcan los costos de transar usando ese mercado, consoliden la institucionalidad creada y, como resultado, se atraiga la inversión requerida para un suministro confiable y de buena calidad.

1.2. Alcance

Dada la naturaleza del problema y los recursos asignados al estudio, se acordó, desde un principio, que el alcance debería sujetarse a los aspectos más importantes y de mayor impacto sobre el tema primordial: la competitividad y eficiencia de los precios. Esto quiere decir que, por ejemplo, no es posible reemplazar a los organismos de control y vigilancia en la identificación precisa de ejercicio de poder dominante. Tampoco se cuenta con los recursos para una investigación exhaustiva de las razones que explican las diferencias de precios entre los diferentes países. Sin embargo, esta última labor se aborda con un nivel de detalle importante en el capítulo 5.

El estudio, por tanto, (i) describe y analiza los profundos cambios ocurridos en 1994; (ii) explica al público no especializado los problemas de diseño de mercados eléctricos y la imposibilidad de evitar enfrentar los dilemas (*trade-offs*) que toda escogencia implica; (iii) presenta la evolución de los precios de generación eléctrica (y de toda la cadena), analizando las razones detrás de la formación de los precios; (iv) propone criterios que ayudan a distinguir entre lo que es sospecha de comportamiento no competitivo y lo que amerita estudio más detenido; (v) presenta una comparación de los precios y uso de electricidad en Colombia y en algunos de los países de la región, junto con las implicaciones para la competitividad; (vi) analiza la racionalidad y efectividad del sistema de solidaridad basado en los llamados “subsidiados cruzados”, actualmente en vigencia en el país; (vii) identifica la pertinencia de las medidas recientemente tomadas por las autoridades y señala las disyuntivas que implican; e (viii) identifica problemas y recomienda posibles cursos de acción.

Para cumplir con los objetivos propuestos, el estudio se inicia, en el Capítulo 2, con una

discusión de la situación del sector en el período previo a las reformas, pasando por el contenido de las mismas, para efectuar una comparación sucinta entre los dos modelos que permita establecer los beneficios alcanzados. Se presentan los antecedentes que llevaron a la reforma, dada la importancia de valorar los avances en un contexto histórico. Se describen brevemente sus logros y limitaciones.

El Capítulo 3 analiza muy detalladamente la formación de precios de bolsa y de contratos en el mercado mayorista, las alternativas de arquitecturas de mercado existentes y el papel informativo de los precios. Así, se examinan los *hechos estilizados* del mercado mayorista en cuanto a la evolución y formación de los precios y se analizan en detalle los determinantes de esa evolución, incluyendo una aproximación estadística. Se plantean recomendaciones al esquema regulatorio y de supervisión del mercado mayorista. Este análisis se hace para todo el período 1997-2009, identificando sub-períodos de precios bajos y altos, analizando los determinantes de esos movimientos. El análisis descriptivo se complementa con una estimación econométrica de la relación estadística de los precios con los diferentes fundamentales del mercado y con otros determinantes de regulación. Se analiza el último período con cierto detalle, dado el comportamiento que allí se observa de los precios, pero poniéndolo en el contexto de un período más largo para que el lector tenga la información requerida para formar su propio juicio. Se clarifica el papel de los precios de generación como mensaje para la toma de decisiones de inversión y consumo y se postulan posibles fuentes de volatilidad de los precios en el corto plazo (esto también se complementa con un análisis econométrico). El Capítulo 4, por su parte, muestra la evolución de los Costos Unitarios de la tarifa de energía para cada componente de la fórmula tarifaria del mercado regulado.

El estudio continúa con el capítulo 5, donde se hace una comparación internacional de precios finales y uso de electricidad (con énfasis en el mercado no regulado) y su relación con la competitividad, estimando el impacto de los costos de la electricidad sobre la productividad de la industria. Posteriormente, en el Capítulo 6, se hace un análisis muy detallado del tema de la solidaridad (subsidios y contribuciones), dada la importancia que tienen en la determinación del precio final y su impacto sobre la competitividad. El

capítulo discute el problema de las contribuciones en Colombia, incluyendo posibles escenarios de reforma. Se analizan después, en el séptimo capítulo, los problemas de coordinación entre gas y electricidad. Se describen en detalle las implicaciones de un mercado defectuoso de gas natural. En el capítulo 8, se discuten los retos y oportunidades de la autogeneración y cogeneración en Colombia. En el último capítulo se presenta el análisis de algunos desarrollos recientes de la regulación que, por su importancia, fueron incluidos en el estudio para ayudar en el debate que, seguramente, tendrá lugar en los próximos meses.

II. El nuevo modelo constituye un gran avance, pero hay todavía espacio para avanzar

El sector venía de un régimen de propiedad y gestión estatales (consagrado, incluso, en la Constitución Política de 1886) sin estímulos al desempeño, que eventualmente colapsó y tuvo problemas en varios frentes:

- No era financieramente sostenible
- Contribuyó a un aumento en el endeudamiento del gobierno central, ya que introdujo severas presiones de gasto a medida que la demanda de energía crecía y se requerían ampliaciones de capacidad, financiadas, solamente, con inversión pública
- Estableció un esquema de prestación del servicio en el que la cobertura y calidad eran reducidas y, usualmente, a precios altos para algunos segmentos de la población. Esto reflejaba el hecho que la calidad del servicio y su confiabilidad no eran los principales objetivos de los prestadores
- No pudo asegurar el abastecimiento cuando llegó el fenómeno de El Niño de 1991-1992, lo que produjo la necesidad de racionar el consumo de energía en el país de manera sustancial (25% del día y en horas pico) por cerca de un año

Esos problemas condujeron a que se introdujeran importantes reformas y, así, el sector eléctrico colombiano cambió radicalmente desde 1994 (Leyes 142 y 143 de 1994). Se abrieron las puertas a la participación privada en toda la cadena de valor, se estableció la regulación independiente y se introdujo competencia en generación y principios de

operación comercial en transmisión y distribución, entre los aspectos más importantes de la reforma. Partiendo del supuesto de que la competencia en el segmento de generación iba a producir un servicio de buena calidad y de manera eficiente, se creó un mercado mayorista que busca la formación de precios a mínimo costo, mediante declaraciones de cantidades y costos de cada generador (una subasta). Adicionalmente, las redes se comenzaron a regular como monopolios naturales que enfrentan incentivos para reducir sus costos y preservar niveles aceptables de calidad.

Así mismo, con la reforma, se mantuvo el esquema de subsidios cruzados para los hogares más pobres, que complementan aportes directos del Estado, para asegurar que la población de menores ingresos reciba el servicio pagando muy poco, pero manteniendo unos precios que reflejan los costos. Es decir, asegurando la viabilidad financiera de las firmas de distribución. Dicho de otra manera, el nuevo modelo está basado en el principio de que la inversión y la gestión de todos los negocios asociados a la prestación del servicio de energía eléctrica deben responder a criterios empresariales de eficiencia y remuneración que surgen de la competencia, con restricciones de solidaridad.

El avance en cuanto a calidad del servicio, eficiencia, confiabilidad y finanzas públicas ha sido sustancial. A continuación se describen los aspectos donde se han obtenido los avances más importantes.

- *Transformación empresarial por cambio fundamental en los incentivos.* En el nuevo modelo, la introducción de objetivos comerciales hace que las empresas públicas o privadas tengan que responder por sus resultados en medio de la competencia directa, o pasar pruebas de eficiencia comparativa y de metas de calidad.
 - La transformación empresarial originada en los nuevos incentivos avanzó sustancialmente en generación y transmisión, donde un porcentaje alto de las firmas es privado o ha avanzado en la modernización empresarial bajo esquemas de propiedad mixta, con control de los inversionistas privados o de emisión accionaria al público, lo que mejora los esquemas de gobierno corporativo, permitiendo, incluso, la incursión de algunas firmas públicas en otros países;
 - los resultados, sin embargo, son más modestos en distribución, por la oposición

de intereses regionales que persisten en mantener rasgos de gestión propios del viejo modelo. Aunque la calidad del servicio ha mejorado de manera generalizada y las distribuidoras han mejorado su desempeño operativo, subsisten problemas de gestión;

- en cuanto a la introducción de nuevas prácticas empresariales, es notoria la tecnificación y profesionalización de los procesos y su control. Las firmas de generación se han sofisticado en sus estrategias de cotización y contratación;
- se ha desarrollado un mercado de contratos bilateral que, como se verá, aún enfrenta muchos problemas, pero ha traído beneficios importantes al sector a pesar de restricciones importantes a su desarrollo. En particular, ese mercado ha permitido cierto grado de cobertura al riesgo (por parte de la demanda) y el incipiente desarrollo de instrumentos financieros que deben perfeccionarse en el futuro.
- *Impacto fiscal, gasto social meritorio y solidaridad.* En el nuevo modelo, la inversión privada ha liberado recursos fiscales para gasto social. Hasta la fecha, el esquema de subsidios cruzados, a pesar de sus problemas, ha logrado que la cobertura aumente, especialmente entre los hogares más pobres y las regiones más apartadas. A pesar de la importancia que tuvo este singular sistema, un capítulo del estudio muestra que actualmente está introduciendo graves problemas financieros y de competitividad en la industria, que hacen necesaria la revisión de su pertinencia.
- *Mejora en el clima de negocios sectorial.* El nuevo modelo, a diferencia del viejo, se vuelve objeto permanente de escrutinio internacional por parte de inversionistas en busca de oportunidades atractivas. Eso implica que la opacidad o transparencia de la regulación, su previsibilidad y estabilidad, la existencia de barreras a la entrada de nuevas inversiones y la profundidad y liquidez de los instrumentos de transacción y cobertura se vuelven cada vez más importantes en las decisiones de invertir o no en Colombia. Las decisiones fundacionales de la regulación y apertura a la inversión privada fueron recibidas positivamente por la comunidad internacional (la prueba de esto es que la inversión sí ha llegado), dada la percepción de su funcionalidad y adaptación a la estructura de industria y capacidades técnicas sectoriales que existían en su momento. De hecho, la respuesta inversionista fue positiva en generación y se

han enfrentado nuevos episodios de escasez hidrológica, probablemente más agudos que los de comienzos de los 90s, sin racionamientos (por ejemplo, 1997 – 98).

Sin embargo, no hay modelo perfecto y el éxito consiste en aprender las lecciones de la experiencia para ir introduciendo las correcciones que se acomoden a las condiciones particulares. Algunas de las falencias más importantes del sistema actual son las siguientes:

- el notorio retraso de más de 15 años en la formación de un mercado de contratos estandarizado, que es sintomático de la concurrencia de varios problemas: (i) ausencia en el sector eléctrico de capital humano con experiencia en el diseño, mercadeo, valoración y transacción de instrumentos de cobertura en mercados de bienes básicos; (ii) falta de presión y organización de los consumidores para crear un mercado con participación activa de la demanda, tanto en el mercado de corto plazo como en las convocatorias de compra; y (iii) altos riesgos de contraparte y costos de transacción en encontrar y retener clientes de alta calidad crediticia, dada la heterogeneidad de la demanda colombiana, por lo cual algunos generadores prefieren un sistema bilateral de contratos en el cual no hay presiones por la innovación;
- el esquema colombiano de solidaridad a través de subsidios cruzados no es la mejor solución para el problema de garantizar el acceso de los hogares de menores ingresos al servicio de energía eléctrica. De hecho, este es un expediente altamente utilizado en Colombia para financiar esquemas de solidaridad en sectores tan variados como la salud, las pensiones y los servicios públicos, con nefastas consecuencias sobre la competitividad, el mercado laboral y la equidad. Adicionalmente, la herramienta utilizada para su focalización (el estrato) no mide bien la pobreza y está sujeto a errores de inclusión, exclusión y manipulación por las administraciones municipales. Como se discute en el capítulo 6, la combinación de cambios de composición relativa de los estratos², la manipulación del esquema para que algunos usuarios no paguen

² La Ley 142 o Régimen de Servicios Públicos Domiciliarios de 1994 ratifica la estratificación socioeconómica como el indicador para fijar las tarifas. La estratificación adoptada en los distintos municipios del país incluye variables relacionadas con las características de las viviendas y su entorno. Se utilizan ocho variables: (i) existencia de viviendas en el lado de la manzana con entrada principal; (ii) tipo de vías de acceso sobre la calle; (iii) presencia de focos de contaminación en el lado de la manzana o frente a esa; (iv) predominio de andenes en el lado de la manzana de viviendas sin andenes, con andenes pero sin zona verde o ambos; (v) predominio de viviendas en el lado de la manzana sin antejardín; (vi) presencia de viviendas sin garajes en el lado de la manzana; (vii) material de las fachadas en el lado

y/o reciban ilegalmente subsidios, o la salida de transacciones por fuera del mercado mayorista de electricidad pueden conducir a la inviabilidad del esquema de solidaridad y revertir en el Estado, es decir, en el contribuyente;

- los desarrollos posteriores de la regulación son ambiguos con respecto a la mejora del clima de negocios. El estilo regulatorio es pesado (*“heavy-handed”*). La regulación por incentivos, que se preocupa de resultados y no de medios o procesos, ha cedido paso a la especificación detallada de normas técnicas, de contabilidad regulatoria y de reglas que modifican la remuneración de las firmas. Ese estilo regulatorio sustituye imperfectamente la solución de problemas, porque genera desconfianza regulatoria en los incentivos y en los mecanismos de mercado. La superposición de normas para resultados con las normas para procesos y restricciones a la remuneración genera contradicciones conceptuales, disminuye la transparencia y genera consecuencias no anticipadas. Más básicamente, se está recurriendo cada vez más a mecanismos de “comando y control” para decisiones que tienen soluciones de mercado. El regulador favorece el uso de subastas centralizadas para ingresar nueva capacidad al sistema y para comercializar la energía, ambas convocadas por iniciativa pública. Esas iniciativas son útiles para las transacciones de bienes únicos, pero probablemente no tanto para resolver los problemas de adaptación frecuente que se presentan en los mercados eléctricos en respuesta a choques a los fundamentales.

Así, aunque el nuevo modelo es susceptible de mejorar, es claro que el esfuerzo ha sido exitoso. Con el análisis se concluye que se han introducido avances y resultados positivos que hacen que el sistema colombiano actual ofrezca mayor confiabilidad y una mejor calidad.

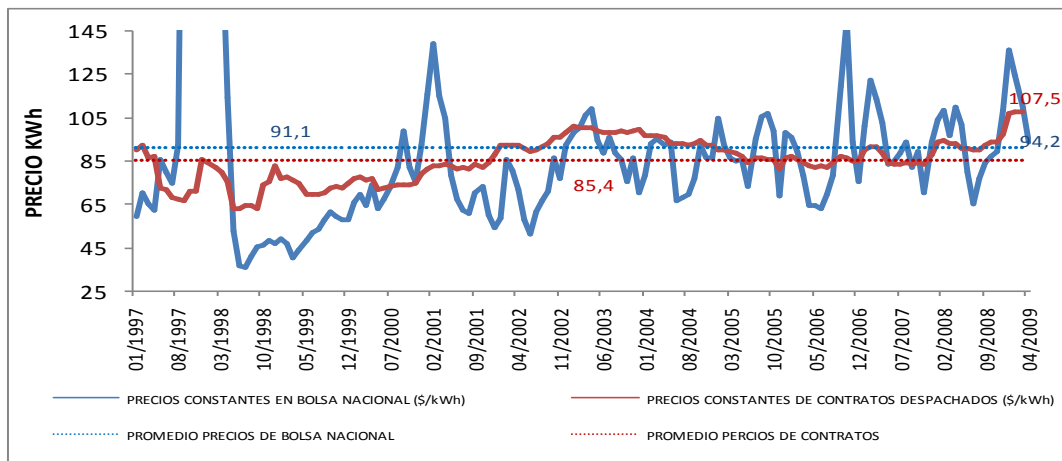
III. Comportamiento de los precios de electricidad en el Mercado Mayorista en Colombia: ¿qué dice la evidencia?

3.1. Nivel y volatilidad de precios de bolsa y contratos

La Gráfica 1 muestra la evolución de los precios promedio mensuales de bolsa y de contratos en el mercado eléctrico colombiano desde 1997 hasta abril de 2009. La principal conclusión que se desprende de esa gráfica es que ninguna de las series muestra una tendencia detectable en el largo plazo³. Aunque han existido períodos de precios muy por debajo del promedio (1998-2003), que, como se verá más adelante, reflejaron la evolución de los fundamentales, en el último año es clara la presencia de un crecimiento importante de los precios, especialmente los de los contratos (esa misma tendencia parece revertirse en los últimos meses en los de bolsa). Así, en el último período, la mayoría del tiempo, los precios se ubican por encima del promedio. Es importante anotar que al analizar el comportamiento interanual del precio de bolsa o cambiando el inicio del período (dejando de lado los años del Niño 1997 – 1998), tampoco se encuentra ninguna tendencia en el largo plazo y la dispersión permanece igual a la señalada en la gráfica.

Gráfica 1⁴

Evolución de Precios de Bolsa y de Contratos Despachados 1997- 2009



Fuente: XM

³ Este resultado es cierto usando como deflactor tanto el IPC como el IPP.

En pesos constantes de 2009, los precios de contratos sufren un cambio de nivel al inicio de cada año y un consiguiente aumento de volatilidad. Ese salto, explicado por los patrones de contratación, es particularmente notorio en 2009. En cuanto a la volatilidad de los precios de bolsa, esta es particularmente alta en los períodos de transición entre estaciones (invierno y verano) y varía de acuerdo a la evolución anual de los fundamentos. La volatilidad observada en el segundo semestre de 2008 es notoria y, sin duda, mayor que en los períodos anteriores. La supervisión del mercado mayorista podría examinar con detalle el grado en que este fenómeno se debe al aprendizaje y cambio de comportamiento de los generadores con la introducción del cargo por confiabilidad, ante la expectativa de que se ejerzan las obligaciones de entrega de energía firme.

Recuadro 1: Cargo por Confiabilidad: ¿Qué es y cómo funciona?

Tras diez años de aplicación ininterrumpida del Cargo por Capacidad, la CREG diseñó un nuevo esquema para garantizar un ingreso mínimo y así asegurar la inversión requerida para la expansión de la capacidad de generación. El nuevo esquema se basa en un mecanismo de mercado y se denomina Cargo por Confiabilidad. Entró en vigencia desde el primero de diciembre de 2006. Uno de los componentes esenciales del nuevo esquema es la existencia de las Obligaciones de Energía Firme (OEF), que corresponden a un compromiso de los generadores respaldado por activos de generación capaces de producir energía firme durante condiciones críticas de abastecimiento. Para estos propósitos, se subastan entre los generadores las OEF que se requieren para cubrir la demanda del Sistema. El generador al que se le asigna una OEF recibe una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado, y se compromete a entregar determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente establecido por la CREG (Precio de Escasez). Esa remuneración es liquidada y recaudada por el ASIC y pagada por los usuarios del sistema interconectado, a través de las tarifas que cobran los comercializadores. Las OEF del nuevo Cargo por Confiabilidad establecen un vínculo jurídico entre la demanda del MEM y los generadores, que permite, tanto a generadores como a usuarios del sistema, obtener los beneficios derivados de un mecanismo estable en el largo plazo y que da señales e incentivos para la inversión en nuevos recursos de generación, garantizando de esta forma el suministro de energía eléctrica necesario para el crecimiento del país.

La sustitución del anterior cargo por capacidad por un mecanismo de subasta para otorgar un cargo por confiabilidad igual a la prima de la opción por generar energía firme tiene tres características: (i) resuelve problemas de definición del producto (ahora se compite por suministrar “energía firme”, antes se asignaba por potencia en condiciones de sequía); (ii) introduce competencia por servir tal energía firme al menor costo posible; y (iii) introduce una señal positiva para incentivar la introducción de nueva capacidad. Sin embargo, esas mejoras de consistencia tienen algunos costos e introduce incentivos que aún están por evaluar, tal como se discute en otro capítulo de este documento.

⁴ Las gráficas contienen precios constantes a abril de 2009

Fundamentales: relación con los precios y su evolución

A continuación se describen los factores que explican la evolución de los precios. Estos resultados surgen de análisis estadísticos, tanto descriptivos y como rigurosos, que se encuentran en el Capítulo 3:

- Existe una natural correspondencia entre los precios de bolsa y la hidrología (medida por diferentes variables), por lo que la senda de precios refleja la periodicidad intra-anual de los inviernos y veranos. Esto refleja el hecho que en la generación hidráulica el costo de oportunidad del agua es la variable fundamental para determinar el precio. Las condiciones particularmente húmedas de 2008 hacen que el comportamiento de los precios (de bolsa y contratos) en ese año sea bastante llamativo, ya que estos crecen más de lo que se esperaría;
- si bien el período fue excepcionalmente húmedo, las características del fenómeno de la Niña hacen que esa humedad no esté uniformemente distribuida. En la región oriental, por ejemplo, los aportes de agua no fueron superiores a los de 2007. Además, las diferencias en duración y frecuencia de estación seca impiden sacar conclusiones con base en los agregados generales. Sin embargo, es claro que en 2008 hubo un nivel relativamente alto de vertimientos, que estuvieron concentrados en el occidente del país. Ellos representaron el 7% de la demanda de ese año. Estos vertimientos no implican que el costo de oportunidad del agua cae a cero, sino, más bien, que otros factores como las expectativas y el nivel de acumulación entran a jugar un papel importante en determinados momentos;
- el margen de reserva (diferencia entre capacidad – oferta - y demanda), como era de esperarse, tiene un impacto sustancial en la evolución de los precios. Esta variable creció entre 1996 y 2001 y a partir de 2001 empezó a disminuir por el crecimiento más dinámico de la demanda y el relativo estancamiento de la capacidad (oferta). Los precios siguen muy de cerca ese comportamiento. En efecto, la demanda ha crecido ininterrumpidamente, en presencia de una oferta constante desde 2004, apretando el mercado y convirtiéndolo en un mercado de vendedores. El sistema no recibirá nuevas entradas de generación hasta 2011;

- varios determinantes del precio de bolsa están denominados en dólares de los Estados Unidos (USD) (precio regulado del gas natural, CERE, Precio de Escasez, precio del *Fuel Oil*, gas natural y PE), lo que hace que la tasa de cambio se convierta en un determinante fundamental del precio de generación, especialmente la térmica. Por ejemplo, una situación de precios altos de combustible y devaluación, como la observada entre agosto 2008 y febrero 2009, presiona al alza los precios finales de la energía;
- el precio del combustible para las generadoras térmicas (en particular el gas) es un determinante importante. Recientemente ha existido incertidumbre acerca de los precios y disponibilidad futura del combustible. La terminación de contratos de gas en 2009, junto con el incierto desarrollo del precio internacional, dificultaron la estimación de los costos futuros para los generadores hidráulicos, con un impacto importante sobre sus ofertas de precio;
- a pesar de su poco peso en el total de capacidad de generación, la generación térmica ejerce una influencia bastante marcada en el precio total, especialmente cuando se necesita para re-establecer el balance del sistema o para completar la demanda.

Los análisis econométricos confirmaron que el precio de bolsa está, en gran parte, explicado por las variables fundamentales del mercado de energía mayorista, que se acaban de describir. Algunas variables de regulación (la resolución 119 y el cargo por confiabilidad, por ejemplo) también parecen tener un efecto no despreciable. Adicionalmente, se observa que el precio de bolsa del día anterior es un determinante clave del precio de bolsa corriente, mostrando que gran parte de la formación del precio depende de las expectativas de los generadores. Estos hallazgos son importantes porque muestran un mercado en el que, aparentemente, los precios responden de manera cercana a los fundamentales. Es decir, un mercado que funciona relativamente bien.

Aspectos Específicos (idiosincrasias): impacto en los precios

Durante 2007, 2008 y principios de 2009 se implantaron o pusieron en marcha algunos ajustes a la regulación. Ellos pueden clasificarse en tres clases. Los que afectan directamente los costos de la componente regulada del sistema, como son la implantación

de la Resolución 119 de 2007 y las áreas de distribución (ADD), aquellos que afectan de alguna manera el funcionamiento del MEM durante el período y otros cuya incidencia se observará en el futuro. Los analizados en el estudio fueron los del primer tipo. Desde el punto de vista del precio de bolsa, el cambio en la regulación más importante se refiere al establecimiento, a partir de diciembre del 2006, del Cargo por Confiabilidad. Los demás cambios que afectan al MEM fueron adoptados durante 2008 buscando disminuir la capacidad de ejercer poder de mercado (algunos de ellos se discuten en detalle en el capítulo 9).

El establecimiento del Cargo de Confiabilidad implica un cambio de reglas importante, al que los generadores tienen que ajustarse cambiando sus patrones de oferta de precios. A cambio de una predictibilidad en el ingreso mínimo, los generadores se comprometen a ofertar sus obligaciones de energía firme al precio de escasez. Cabe examinar si la alta volatilidad observada en el precio de bolsa a finales de 2008 corresponde, en parte, a la conjunción de la entrada en vigencia del cargo por confiabilidad y la expectativa de reducción de aportes hidrológicos.

Por otra parte, si bien ni la demanda máxima ni la disponibilidad promedio subieron con respecto a 2007, se observaron en algunos días disponibilidades comerciales bajas. La CREG modificó la reglamentación del Cargo por Confiabilidad para evitar incentivos perversos que pudiera contener. No obstante, la disponibilidad comercial promedio mensual no se comportó de manera diferente a los años anteriores. En cuanto al sistema de ofertas, los generadores térmicos explican los altos costos de sus ofertas, que incluyen costos de arranque y parada, basándose en un despacho errático en condiciones hidrológicas anormales y en períodos de transición climática.

Potencial de comportamientos anticompetitivos

El Comité de Seguimiento al Mercado Mayorista (CSMEM), creado por la Superintendencia de Servicios Públicos (SSPD), ha efectuado un seguimiento a los indicadores del mercado, que lo llevaron a expresar su creencia en la existencia de un posible comportamiento anticompetitivo por parte de algunos generadores, dada la

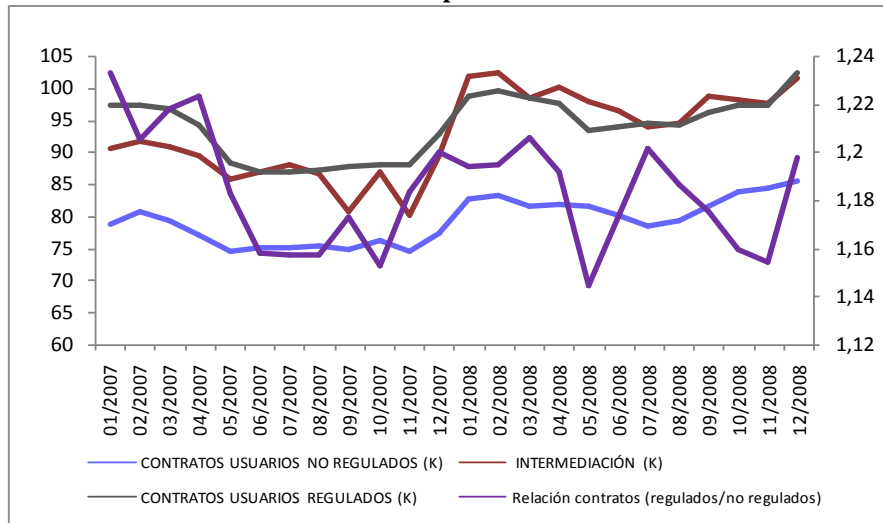
concentración importante del mercado colombiano. Las discusiones del equipo de FEDESARROLLO con el Comité permitieron identificar que algunos de sus informes son susceptibles de mejorar. Por ejemplo, algunos de los indicadores que producen pueden contener errores de cálculo. Adicionalmente, se debe tener en cuenta que el nivel de contratación en el mercado mayorista (MEM) es relativamente alto (cerca del 80% de la energía generada), aunque no toda contratada a precios fijos. Esto, en principio, sería incompatible con un ejercicio notorio del poder de mercado.

Aunque existen episodios de bolsa que no tienen una explicación clara, FEDESARROLLO considera que los hechos examinados no permiten singularizar comportamientos que atenten contra la competencia. Los cambios de muchos de los fundamentales en la segunda mitad del año 2008, como se mostró, son consistentes con incrementos de precios y las expectativas de escasez no se habían disipado en ese momento. Sin embargo, el hecho de no poder identificar eventos específicos de abuso del poder de mercado, no quiere decir que este no se presente en ciertas circunstancias. Por eso, lo importante es que deben expandirse las capacidades analíticas de la función de supervisión, para determinar cuáles de las sospechas tienen fundamento efectivo o cuales son, tan solo, juicios de valor. Los capítulos 3 y 9 tratan este tema en bastante detalle.

Mercado de contratos

Es un hecho que el mercado de contratos, más allá del puramente bilateral, no es funcional. Existen diferencias sustanciales entre los precios de los mercados regulado y no regulado, tal y cómo se aprecia en la Gráfica 2. Las diferencias entre los precios de contratos en esos mercados se explican, en gran parte, por las divergencias en las curvas de carga entre ambos sectores. En efecto, el factor de carga para el mercado no regulado (sector industrial) es bastante más alto que en mercado regulado, lo que se traduce en precios diferentes para ambos sectores.

Gráfica 2
Precios de contratos por destino 2007-2009



Fuente: XM

Sin embargo, llama la atención que, desde enero de 1998 hasta la fecha, el cociente entre precios de los contratos con clientes regulados y no regulados es irregular y cíclico. Se puede identificar que los contratos de los regulados se encarecen más en enero.

Las expectativas de la evolución de los precios futuros y la incertidumbre en el momento de contratar tienen más poder para explicar los precios de los contratos que la realización de tales expectativas. La incertidumbre reinante sobre la propuesta de contratación en el mercado regulado (MOR), la disponibilidad del gas natural y la hidrología afectaron los precios de los contratos y obligan a mantener un volumen importante de ventas en la bolsa. Esto pone en evidencia que los precios de los contratos que negociaron los generadores incorporaban las expectativas de los precios de bolsa para 2009 (esto lo corrobora el análisis econométrico realizado en el estudio). Esas expectativas estuvieron afectadas, entre otras, por la probabilidad de ocurrencia de un Niño, combinada con la certeza de las limitaciones en el transporte de gas. Es posible, aunque no probado, que los generadores verticalmente integrados hayan aprovechado el interregno con el MOR para aumentar sus contrataciones y/o precios con sus filiales. Por su parte, los Usuarios No Regulados (UNR) se quejan de la falta de respuesta a sus convocatorias de compra. Los precios de los contratos, y su disponibilidad, se han visto afectados por la evolución de

los precios de bolsa (es decir, su nivel más alto que el promedio) que, junto con la hidrología, han hecho que el análisis de optimización y de riesgos por parte de algunos generadores arroje mayores precios promedio para sus contratos y menor disponibilidad a contratar.

En este mismo sentido, hay una inmensa diversidad de modalidades contractuales bilaterales, de escasa liquidez, y con términos de muy corto plazo (muchos de ellos con duraciones de un año). El sistema está contratado en cerca de un 85% hasta finales de 2010, con precios que se estiman muy superiores a los vigentes en 2008 (descontando el alza de los veranos). La ausencia de liquidez en productos estándar a diferentes plazos se traduce en dificultades de gestión de riesgo, lo cual, en presencia de mayor incertidumbre, se traduce en precios más altos. En todos los mercados de energía existe una correlación alta entre precios y cantidades, lo que aumenta el valor en riesgo de los agentes que deben atender obligatoriamente la demanda. El valor en riesgo de los generadores hidráulicos puede ser ahora más alto a causa de las penalizaciones por incumplimiento de las obligaciones de entrega de energía firme, que no existían en el esquema previo.

Los ejercicios econométricos del estudio mostraron que el precio de los contratos se ve afectado por la hidrología, la tasa de cambio nominal, el precio de gas, cambios en regulación y, de manera importante, el precio de bolsa, corroborando lo que se acaba de anotar.

Un hecho clave es que la iliquidez de los contratos y la ausencia de una curva *forward* hacen que el precio de los contratos esté usualmente desadaptado. El establecimiento de un mercado de contratos funcional y la disponibilidad de instrumentos de cobertura de riesgo es, sin lugar a dudas, uno de los más importantes temas a tratar.

Precios de energía: ¿qué se puede esperar?

Las proyecciones del sistema de modelos estadísticos de FEDESARROLLO estiman un escenario base para el crecimiento del PIB en 2009 de 0,4%, lo que, si bien es un crecimiento bajo comparado con el ritmo sostenido observado durante el período 2003-2007, representa una cifra aceptable por el muy adverso contexto internacional. Para 2010 se espera una ligera recuperación de la economía nacional, acorde con una mejora en las perspectivas de crecimiento externo. En el mediano plazo, se estima que el país va a recuperarse conforme mejora el panorama de la economía global, y contemplará una tasa de crecimiento promedio de 4,3% en el período 2011-2013.

Como se dijo antes, el análisis econométrico del precio de bolsa indica que su evolución esta explicada, en gran parte, por las variables fundamentales del mercado de energía mayorista, por variables regulatorias y por el precio de bolsa pasado. Usando los resultados de las estimaciones, se puede inferir que en los próximos meses el precio de bolsa nacional podrá mantenerse elevado por las siguientes razones: (i) la menor hidrología ocasionada por el fenómeno del niño, que ya es evidente; (ii) el incremento de costos de generación por la ausencia o complicación de conseguir gas en firme, lo que se refuerza por la mayor preponderancia que tendrá la generación térmica en un escenario de sequía; (iii) la dificultad para transportar el gas a algunas regiones; (iv) la recuperación del crecimiento económico que animará la demanda de energía; y (v) la ausencia de nueva capacidad de generación en el futuro cercano. La única variable que podría atenuar la presión sobre los precios de la energía es la tasa de cambio que continúa descendiendo. Sin embargo, su comportamiento a futuro es bastante incierto. De hecho, dado el contexto de escasez de agua, combinado con problemas asociados a la disponibilidad de combustible, la elevación del precio de bolsa se constituye en una alternativa al racionamiento del servicio. Es decir, el mercado tenderá a corregirse por este camino. Sin embargo, si se incrementa la disponibilidad de generación en el mediano plazo, las estimaciones muestran que se pueden más que contrarrestar los efectos de corto plazo ocasionados por la hidrología y el precio del gas.

IV. Evolución de los precios de electricidad en el mercado regulado

Con respecto al *resto de componentes de la cadena de valor* (uso del Sistema de Transmisión Nacional, costos de comercialización, contribuciones a CREG y SSPD, garantías, operación del sistema, costos de pérdidas eficientes, transporte de pérdidas eficientes, atentados, mantenimientos y generación fuera de mérito), y de acuerdo con la Resolución CREG 119 de 2007, se encuentran diferentes hechos. Primero, en el período analizado (1998 – 2009) se ve un aumento generalizado en los precios unitarios a todos los niveles de tensión, excluyendo generación (valores constantes de 2009 sin pérdidas) para las distribuidoras más grandes (EPM, CODENSA, EPSA, CHEC, ECARIBE), a una velocidad que supera el IPC (o el IPP), a partir de 2003. El análisis realizado muestra que el componente de generación no ha crecido tanto como los otros. Los mayores incrementos provienen de la transmisión, distribución y la comercialización (en diferentes períodos). El mayor impacto proviene de los cambios en la regulación relacionada con esos componentes. Por su parte, en el componente de generación se observa un incremento de precios a finales de 2008 consistente con los hechos que se describieron en la sección anterior.

Sin embargo, los aumentos de 2007 y 2008 están dominados por la unificación de tarifas de mercados regionales y/o por las modificaciones introducidas en la Resolución 119 de 2007 para el traslado de los costos de generación y otros, así como modificaciones al cargo de comercialización.

V. Los precios de la electricidad y la competitividad: evidencia internacional, uso de los factores e intensidad

Cuadro 1
Precios Energía Eléctrica a Diciembre de 2008 - cUS\$/kwh

PAÍS	Generación	Transmisión	Distribución	Otros	Impuestos	Total	TDC*
Argentina	2.89	0.03	0.41	0.89	0.83	5.04	3.4758
Ecuador	4.59	0.47	3.17		0.82	9.05	1
Perú	4.79	0.23	1.47		0.00	6.49	3.1145
Chile SIC**	8.61		0.27		0.00	8.88	650.05
Chile SING**	8.95		3.39		0.00	12.34	650.05
México	7.15		1.61		0.00	8.78	13.424
Colombia promedio	4.32	1.02	0.75	2.30	1.80	10.19	2256.3
Colombia Codensa	4.13	1.02	0.74	1.93	1.68	9.50	2256.3
Colombia EPM	4.01	1.02	0.74	1.48	1.56	8.80	2256.3
Colombia Costa ***	5.24	1.00	0.92	1.56	1.87	10.58	1897.5

* Tasa de Cambio moneda local por dólar.

** SIC: Sistema Interconectado Central. SING: Sistema Interconectado Norte Grande.

***Colombia Costa: ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. ESP (costa atlántica+ costa Caribe) Feb. 2008.

Fuente: cálculos de los autores

Después de hacer un ejercicio comparativo entre algunos países de la región, se deduce que el modelo colombiano es capaz de producir precios en el mercado mayorista de generación que, en promedio, son inferiores a los costos equivalentes de Perú, Ecuador, Chile-SIC y México. El modelo colombiano también produce costos inferiores (con impuestos) que el costo final de Brasil y Chile SING. El ítem que más afecta los resultados de Colombia son los impuestos, cuya reforma es un tema importante a futuro y que se discute detenidamente en el estudio.

También es evidente, al inspeccionar el Cuadro 1, que (i) el promedio de Colombia en el componente de generación sólo se ubica por encima de Argentina; (ii) los componentes de Transmisión, Distribución y Otros son más altos en Colombia que en el resto de la muestra; y (iii) de manera importante, la carga impositiva en Colombia es mucho más alta que en el resto de la muestra. De hecho, si no fuera por este componente, la tarifa

total colombiana sería más baja que la de México y Ecuador y muy similar a la de Perú.

El Cuadro 2 presenta la misma información, pero incluyendo más países que no hicieron parte del Cuadro 1 dado que no fue posible desagregar la información. En particular, se incluyen Brasil y Venezuela. Las conclusiones son muy similares a las que se acaban de discutir, pero notando que Brasil muestra un valor similar al de Colombia y Venezuela uno muy bajo. Esto último es el resultado de la presencia de numerosos subsidios y, adicionalmente, corresponde a un servicio que es percibido como de pésima calidad por los empresarios. No obstante, en agosto de 2009, Brasil muestra una tarifa de 235 reales, que a una tasa de cambio promedio de 1.87 reales por dólar, corresponde a US\$ 12.5 centavos, un incremento significativo (31%), cuando se compara con el de Colombia.

Cuadro 2
Tarifas de Electricidad en Varios países, 2008[†]

PAÍS	Total	TDC
Argentina	5,05	3,4758
Perú	6,50	3,1145
Brasil	9,47	2,3396
Chile SIC	8,88	650,05
Chile SING	12,34	650,05
Venezuela Guyana ^{††}	2,68	2150
Venezuela General ^{††}	3,14	2150
México	8,78	13,424
Ecuador ^{†††}	9,05	1
Estados Unidos	6,88	1
Colombia promedio	10,19	2256,3
Colombia Codensa	9,50	2256,3
Colombia EPM	8,80	2256,3
Colombia Costa ^{**}	10,58	1897,5

† Para Colombia la fuente es el SUI. Esta tarifa indica el precio que se cobraría al nivel 4 de tensión con tarifas reguladas. Sin embargo, los precios del mercado no regulado fueron menores en diciembre 2008

†† Los datos disponibles para Venezuela son del 2007

††† Datos de Ecuador a Enero de 2009

Fuente: cálculos de los autores

El bien “kWh de energía” en cada país es un producto diferenciado por (i) el mecanismo de formación de precios de producción (mercado o procedimientos administrados); (ii) las diferencias en dotación y costos de recursos de producción (abundancia o ausencia de hidroelectricidad, costos de importaciones de combustibles); (iii) las distancias entre centrales y centros de consumo; (iv) la organización industrial y regulación de transmisión y distribución; (v) la regulación de calidad; (vi) las políticas de subsidios a los energéticos y su nivel de cobertura; (vii) el régimen fiscal; y (ix) la recuperación de rezagos históricos en inversión. Es decir, la comparación de precios esconde grandes diferencias tanto de calidad, como de confiabilidad que, en algún momento, terminarán repercutiendo ya sea sobre la competitividad o sobre los precios, o sobre ambos. En este sentido, al comparar la calidad de la energía eléctrica, evaluada por los empresarios de cada país según la encuesta de opinión empresarial del Foro Económico Mundial (FEM), Colombia solamente es superada en la región por Costa Rica, Chile y Uruguay. De hecho, tiene una calificación superior al promedio de toda la muestra (se ubica en el puesto 56 entre 115 países, con una calificación de 5,1 sobre 7). Es decir, el costo de la energía eléctrica en Colombia refleja el pago por un servicio de buena calidad, que, en todo caso, es bastante superior a la ofrecida por países como Venezuela o Argentina.

Así mismo, se realizó un ejercicio para determinar la importancia relativa de los factores de producción --capital, trabajo, materias primas (sin energía eléctrica) y energía eléctrica- dentro del total de los costos de la industria de Brasil, Chile, Colombia y México, para el período 2000-2006, según la disponibilidad de datos. En ninguno de los países la participación del consumo de energía eléctrica dentro del costo total es mayor al 10% para la industria agregada. Es importante resaltar que, en parte, esta baja participación se debe a que se utilizaron los datos de las encuestas manufactureras a cuatro dígitos de la Clasificación Industrial Internacional Uniforme-CIIU. Así, la participación de la electricidad en los costos de algunas industrias más desagregadas es bastante mayor al número que se reporta acá (por ejemplo gases y oxígenos). Adicionalmente, los sectores intensivos en energía eléctrica de la industria colombiana tienen una menor participación del costo de la energía eléctrica dentro del costo total de

materias primas, en comparación con lo observado en Brasil, Chile y México⁵. Sin embargo, la baja participación de la energía eléctrica dentro de los costos totales es preocupante, ya que existe una clara relación positiva entre el nivel de desarrollo de los países y el uso de energía eléctrica por parte de su sector manufacturero.

Para observar el comportamiento de la energía eléctrica de forma más detallada, se construyó la relación entre el costo de la energía y el costo de las materias primas. Brasil es el país que presenta la relación más alta, México la más baja y Colombia muestra cifras intermedias. Para el caso colombiano la industria de materiales metálicos básicos es la más intensiva en el uso de energía eléctrica (Recuadro 2).

Recuadro 2: Los precios de energía y la competitividad: efectos negativos por las contribuciones

Es claro que los precios de generación en el mercado mayorista (bolsa) reflejan el comportamiento y la evolución de los fundamentales del mercado. Es decir, el aporte de agua, la demanda, la oferta, los precios de los insumos, la tasa de cambio, las expectativas de los generadores, entre los más importantes, son los determinantes fundamentales de la evolución de los precios de bolsa. Así las cosas, es claro que la formación de esos precios se puede considerar como “eficiente”, desde el punto de vista del funcionamiento del mercado mayorista. Sin embargo, el precio al usuario final no es tan competitivo por problemas asociados a la existencia de contribuciones e impuestos muy altos en el sector, y por algunas decisiones de la regulación que han afectado a otros componentes de la cadena, especialmente transmisión, distribución y comercialización. Ese hecho (la falta de competitividad de la tarifa final), está afectando negativamente las decisiones de nueva inversión, tanto doméstica como extranjera, en las actividades productivas intensivas en el uso de energía eléctrica, con un impacto negativo sobre la competitividad del país, no solo frente a nuestros principales competidores, sino con respecto a nuestros socios comerciales tan importantes como Estados Unidos. En conclusión, las distorsiones sobre el precio final implican que los proyectos de inversión que no se desarrollan se traducen necesariamente en empleo no generado y, probablemente, en menores exportaciones, con los impactos negativos que esto tiene sobre el crecimiento económico.

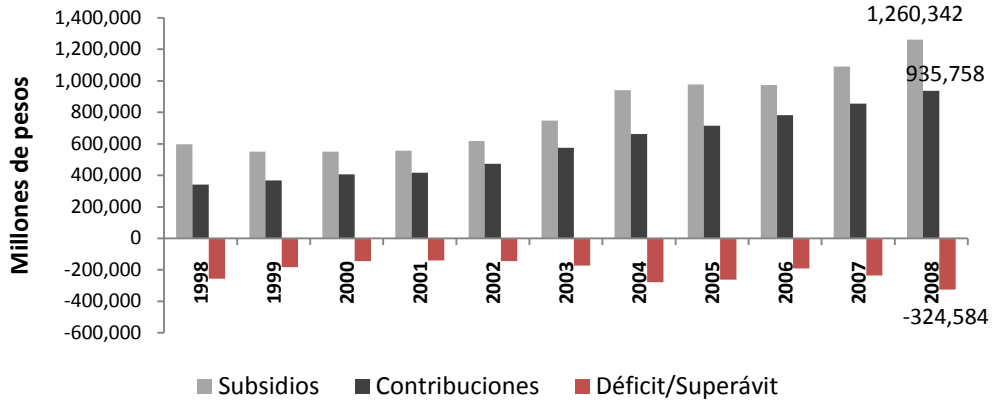
⁵ Sin embargo, para el caso colombiano cuando se tiene en cuenta el sector minero (níquel), se observa que la energía eléctrica constituye más del 30% de los costos de producción. Por otro lado cálculos realizados por la ANDI muestran que usando la EAM de 2006, precios para usuarios no regulados publicados por XM y precios para el mercado regulado publicado por la SSPD, la tarifa promedio en 2006 para el UNR fue de 200 \$/kWh que la reciben 3600 empresas, mientras que las demás (75000) reciben la tarifa regulada, que para 2006 fue cercana a 300 \$/kWh. Suponiendo por efectos prácticos que todos reciben la mejor tarifa (es decir, la tarifa no regulada) y utilizando la EAM, que se realiza con el promedio industrial de los 7257 establecimientos encuestados, el porcentaje de la energía dentro de los insumos es del 4%.

VI. Subsidios cruzados, impuestos y contribuciones: ¿el camino correcto para lograr la equidad?

El esquema de solidaridad que funciona en Colombia, basado en subsidios cruzados, cumplió un papel fundamental en el logro de aumentos importantes de cobertura desde principios de los 90, especialmente entre los hogares más pobres. Este esquema se basa en que los hogares de más recursos, la industria y el comercio paguen un sobreprecio (20%) por la energía que consumen para subsidiar el consumo mínimo de los hogares más pobres (el presupuesto general de la nación también aporta). Sin embargo, en la actualidad se ha convertido en una carga muy onerosa para el sector industrial, que es responsable por cerca de la mitad de las contribuciones totales (\$500.000 millones en 2008). Esto hace que se reduzca la competitividad del sector manufacturero, lo cual es grave ya que este produce bienes transables. Es decir, se afecta la competitividad de las exportaciones colombianas, el crecimiento de la productividad y, por esta vía, el crecimiento de la economía colombiana en el mediano y largo plazo. Este esquema no es más que otra muestra del muy utilizado expediente de los subsidios cruzados en Colombia, que se utiliza en salud, pensiones, otros servicios sociales y servicios públicos, entre los más importantes. Es claro que ese expediente está mostrando graves resultados negativos, relacionados con insostenibilidad financiera e impactos negativos sobre otros sectores.

En efecto, la sostenibilidad financiera del esquema está en entredicho por varios problemas, entre los que se destacan (i) la pobre focalización del subsidio por fallas en el instrumento (el estrato); (ii) la exagerada generosidad de algunos de sus parámetros (por ejemplo, el nivel mínimo de consumo o el consumo de subsistencia); y (iii) las restricciones al incremento de las tarifas de los estratos uno y dos establecida en la ley. La siguiente gráfica muestra la evolución del balance entre subsidios y contribuciones. Se puede ver que el déficit ha ido aumentando a lo largo del tiempo, llegando a representar 325 mil millones de pesos en 2008.

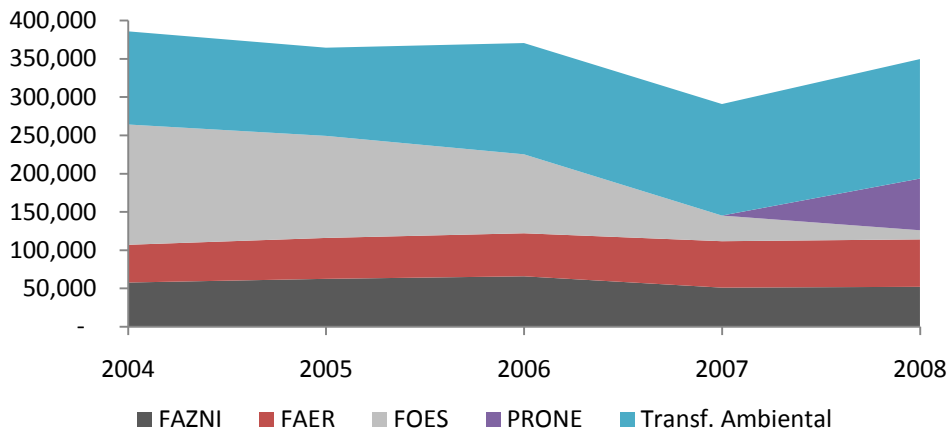
Gráfica 3
Déficit: subsidios y contribuciones 1998 - 2008



Fuente: DNP

En general, en la actualidad existen una serie de contribuciones a lo largo de la cadena de producción de la energía eléctrica que distorsionan las tarifas y que pueden encarecer el precio para el consumidor no regulado en un poco más del 24% del verdadero costo de la energía. Por esto, es importante evaluar el sistema de solidaridad bajo el cual se rige el sector eléctrico colombiano y analizar la evolución de las demás contribuciones: FAZNI, FAER, FOES, PRONE y la contribución ambiental (que ha aumentando significativamente). En la siguiente gráfica se presenta su evolución.

Gráfica 4
Contribuciones recaudadas 2004 - 2008



Fuente: XM

Como se verá más adelante en este capítulo y en el capítulo 6, la propuesta de FEDESARROLLO plantea que, en el largo plazo, el esquema sea totalmente reemplazado por solidaridad a través del presupuesto general de la nación. Sin embargo, la reforma debe empezar por el sector industrial dejando de contribuir el 20%, seguido por el sector comercio. Esto debe estar acompañado por una mejora en la focalización. Así, se propone que el estrato 3 deje de recibir subsidios y el estrato 4 comience a contribuir. Se muestra, usando varios ejercicios, que el impacto financiero de esta reforma no es alto y que traería enormes ganancias.

VII. El sector de gas natural y el sector eléctrico en Colombia: retos y problemas

En la actual estructura del mercado de gas, que es duopólica en producción y transporte, y hay un número pequeño de generadores que usan tal combustible, la aparición de un mercado de gas que funcione adecuadamente es menos plausible que en el mercado eléctrico.

La continuidad del abastecimiento es el reto de política energética y regulatoria más importante. Es claro que, en la actualidad, a pesar de que parece que existen reservas amplias, no hay oferta de gas en firme suficiente por problemas de sobre-regulación del mercado y concentración en la producción y transporte, entre los más importantes. Por el lado de la oferta, el país permanece todavía sub-explorado y las reservas de gas natural no han crecido a la misma velocidad de la demanda en la última década. Este hecho está claramente relacionado con la sobre-regulación, incluido el precio, que le quita atractivo a la inversión. Las debilidades del desarrollo del mercado de gas se miden por dos grandes ausencias: no existe el negocio de almacenamiento y no existe un mercado secundario de gas estructurado. El des-estímulo al gas natural y los problemas que surgen de la obligación de contratación firme de gas para acceder a los pagos de la prima del cargo por confiabilidad, tienden a aumentar el precio de generación. La inflexibilidad de esta exigencia hace que los generadores tengan un exceso de gas contratado y que busquen venderlo en el mercado secundario. La prohibición de reventa del gas no

resuelve el problema. De hecho, podría agravarlo. Estos problemas son más graves si se tiene en cuenta que existen industrias altamente consumidoras de gas y de energía como materia prima, como la petroquímica y la de oxígenos.

Los generadores a gas enfrentan la obligación de construir un complejo paquete de contratos de compra a productores y de contratos de transporte, ambos con agentes distintos y usando negociaciones bilaterales. Esos enormes costos de transacción y la inflexibilidad de la contratación se complican por los mensajes de política pública. Las autoridades sectoriales de Colombia han expresado que no debe estimularse el consumo de gas natural para generación eléctrica y que debe continuarse su uso y la política de precios acostumbrada en los sectores de consumo favorecidos por el Programa de Masificación del Gas Natural durante eventos de escasez. Con esos mensajes se ahuyenta a los grandes consumidores (incluyendo a los generadores eléctricos). Uno de los principales problemas que enfrentan los generadores para acceder a oferta de gas en firme es la restricción a la oferta de ese combustible creada por la poca disponibilidad de redes de transporte adecuadas.

Por esto, FEDESARROLLO, al analizar el papel de la política energética para aprovechar las oportunidades que permitan dinamizar la inversión y garantizar el abastecimiento de gas natural, se concentra en siete factores. Primero, el consumo mundial de gas natural más que se duplicará en los próximos 30 años. El gas natural pasará del 23% al 28% de la demanda total de energía primaria en el año 2030. Segundo, Colombia tiene oportunidades visibles de exportación a Norteamérica. Los desarrollos del gas natural licuado proveen la posibilidad de conexión al mercado mundial. Tercero, las inversiones internacionales en exploración se priorizarán por el valor esperado del volumen de rentas apropiables por los inversionistas privados. Cuarto, los nuevos recursos de gas que se descubran incorporarán la opción de venta a costo de oportunidad. El costo de oportunidad del gas natural se elevaría, siguiendo la dinámica del precio del petróleo. Quinto, el reconocimiento del costo de oportunidad a los productores y la inserción sin restricciones en los mercados internacionales de gas ampliará las reservas de gas en países con potencial geológico atractivo y facilitará su monetización. Sexto, la situación de multipolaridad de poderes mundiales, que se explica en parte por el crecimiento económico de países emergentes de gran tamaño, redundará en mayor

demanda global de energía en todas sus formas. Una política de inserción en los mercados internacionales de gas natural traerá beneficios económicos a Colombia y aumentará la capacidad de negociación internacional del país. La restricción al uso y desarrollo del gas natural aumentaría el costo del abastecimiento energético doméstico y frenaría los ingresos por regalías. Por último, la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) es un positivo paso para dinamizar los hallazgos y sus contratos tienen incentivos fiscales razonables. Estos contratos modernos se tropiezan con tres factores de contexto para atraer exploración en gran escala: el escaso tamaño del mercado local, las dificultades para exportar y la ausencia de precios atractivos.

VIII. Auto y cogeneración en Colombia: papel y restricciones

En los países desarrollados, la autogeneración, la cogeneración y la generación distribuida (denominadas colectivamente *autoproducción*) buscan (i) reducir la dependencia de las importaciones de una sola fuente energética primaria o de una región; (ii) impulsar el uso de energías renovables para disminuir la emisión de gases; o (iii) acomodar las preferencias del público sobre la forma de expandir el sistema de potencia. Estas medidas se subsidian ahora por los contribuyentes. Anteriormente se financiaban por los consumidores, quienes sufragaban los mayores costos de la política.

Los países en desarrollo tienen prioridades diferentes. Deben subsidiar el consumo de electricidad de la población más pobre, que es grande. Esta restricción de equidad reduce drásticamente la posibilidad de promover la autoproducción de energías renovables, que tienen costos usualmente superiores a los de tecnologías convencionales. Cuando hay subsidios directos al consumidor se reducen los fondos fiscales disponibles ya que los contribuyentes no pueden, ni deben, pagar tarifas más altas, so pena de reducir su competitividad.

De manera realista, la autoproducción en países en desarrollo debería servir, ante todo, para aprovechar recursos y presionar el desempeño competitivo de la prestación existente, incluyendo los mecanismos de mercado. Los países que usan subsidios cruzados introducen una cuña de precios que puede volver atractiva la autoproducción

con costos superiores a los precios promedio de los contratos del mercado mayorista. Pero si una cantidad importante de consumidores o generadores decidiera producir electricidad por fuera del mercado mayorista (lo cual es bastante improbable), el esquema de subsidios cruzados se volvería insostenible por la reducción de agentes que aportan al esquema y la oposición de los generadores remanentes. Las medidas para que la autoproducción sea una herramienta de ingreso de tecnologías de costo y talla eficientes y sirva de presión competitiva, dependen ante todo de transformaciones en el esquema de subsidios y contribuciones, de la igualación de condiciones (tanto entre auto y cogeneradores, como de estos con los generadores “tradicionales”) y de una adecuada regulación de los pagos por infraestructura de respaldo. Este es un problema que deben enfrentar DNP, el Ministerio de Hacienda y el Ministerio de Minas y Energía.

Los cogeneradores pueden vender sus excedentes a los comercializadores que venden para el mercado regulado, mientras que los auto-generadores no pueden vender sus excedentes. Ambos no pagan las contribuciones del 20% sobre sus consumos propios.

Recuadro 3: Características de la autogeneración en los países miembros de la Asociación Interamericana de Grandes Consumidores de Energía - INTERAME:

Argentina: cuenta con la figura de auto-generador, la cual no puede ser inferior a 1MW y debe generar mínimo el 50% de la demanda anual. No hay límite superior en la capacidad instalada y puede vender todos los excedentes y comprar los faltantes en el mercado. Paga cargos fijos por la máxima potencia empleada anual y cargos por energía demandada real.

Brasil: permite la venta de excedentes, paga respaldo si está en el mismo sitio del consumo, de lo contrario paga los cargos por uso de la red.

Chile: no tiene límite a su capacidad instalada de los proyectos, puede colocar toda su energía excedentaria y pagar el respaldo a través de una negociación bilateral con las empresas generadoras o distribuidoras.

Ecuador: puede vender los excedentes, puede utilizar la red pública y no paga respaldo.

Uruguay: El auto-productor no puede vender en el mercado más del 50% de la energía anual generada, no paga respaldo y tienen algunos incentivos.

Fuente: ANDI

IX. Recomendaciones

Con base en los hallazgos que se acaban de reseñar, FEDESARROLLO hace algunas propuestas de política que buscan fortalecer el modelo actual de prestación del servicio de energía eléctrica. Estas recomendaciones siempre buscan mantener la confiabilidad del sistema, como activo fundamental de todos los colombianos, para que, dentro de ese contexto, se den mejoras en calidad y se obtengan precios competitivos y, probablemente, más estables, que sigan respondiendo a los fundamentales propios del mercado eléctrico.

- ***Mantener el modelo actual de mercado regulado***

No hay razones para retornar a un modelo como el que operaba antes de 1994, que ya demostró su incapacidad para generar resultados positivos en términos de calidad, confiabilidad, sostenibilidad financiera y precios. Tampoco existen condiciones para migrar a esquemas más descentralizados. Lo que se requiere es optimizar los mecanismos existentes, preservar la institucionalidad, adecuar donde se requiera la regulación y elevar la capacidad de vigilancia del mercado. Es importante entender que los mercados eléctricos sufren de problemas de competencia imperfecta y, adicionalmente, son incompletos porque la electricidad no se puede almacenar económicamente y por la necesidad de delegar en un operador una serie de decisiones que afectan a todos los participantes. Pero, ningún arreglo de mercado (ya sea centralizado o descentralizado) es perfecto. Por esto, la regulación también puede ser imperfecta. De hecho, la experiencia internacional ha demostrado que siempre debe ir ajustándose.

- ***Simplificar la regulación***

El sector de energía eléctrica está sobre-regulado y se recurre cada vez menos a la regulación por resultados. Se emiten normas detalladas sobre procesos que pueden decidirse mejor por parte de las firmas, que tienen información y recursos que el regulador no puede conocer. El regulador debe pensar en desmontar el estilo complejo y de tipo “comando y control” de la regulación, que puede amenazar, en el mediano plazo,

con minar la confianza de los inversionistas. El objetivo de cualquier clase de regulación debe ser mejorar la confiabilidad y la calidad del servicio. También, para el corto plazo, se considera que es urgente actuar en los siguientes campos específicos de la regulación:

- i. Se deben estudiar los cambios de comportamiento que aparecen con la reciente modificación a las reglas de juego por la introducción del cargo por confiabilidad, que es muy estricto en términos de contratos de gas en firme;
- ii. establecer la manera ideal de reconocer los costos de arranque y parada (CAP) en los precios (ver capítulo 9). Una manera de hacerlo sería basar los precios en costos incrementales, en lugar de costos marginales. Esto implicaría que los CAP se variabilicen sobre la energía producida por la planta mientras está en operación. De hecho, esto es lo que se hace en el sistema Nórdico. Valdría la pena explorar la sugerencia de Frank Wolak⁶, en la que se le asegura a las firmas, no a las plantas individuales, que en el caso de no recuperar los CAP se les reconoce la diferencia a través del cobro a la demanda de un servicio auxiliar, como se hace actualmente con el “*Automatic Generation Control (AGC)*”. De esta manera se mantendrían los precios de bolsa basados en costos variables marginales, más compatibles con un mercado centralizado como el colombiano⁷. Si se considera todo el portafolio de los generadores, en lugar de planta por planta, los valores a compensar serían menores y menor la distorsión. La nueva reglamentación que permite incorporar de manera explícita los costos de arranque y parada crea problemas cuya magnitud es necesario investigar para establecer el balance de costos y beneficios de la medida;
- iii. un ajuste de solución inmediata que tiene impacto en la eficiencia del mercado es la racionalización de las remuneraciones por fuera de mérito y restringidas por capacidad de transmisión;
- iv. la CREG, mediante la Resolución 006 de 2009, introdujo restricciones en la información disponible a los participantes en el mercado (ver Capítulo 9). Mayor información permite a los participantes individuales tener una mejor planificación de sus operaciones, pero también facilita a los participantes la coordinación de su comportamiento, permitiendo potencialmente la colusión tácita. Así, la razón para

⁶ Wolak comunicación personal.

⁷ En entrevista con los autores, la CREG argumentó que cobrar la diferencia por fuera de bolsa como el AGC no era

restringir la información es dificultar esa colusión. Se debe tener en cuenta, sin embargo, que los participantes en el mercado, los más grandes, generalmente son capaces de obtener la información por varios métodos. No es, por tanto, claro qué tan efectivas sean las restricciones de información. Por esto, dada la importancia y potencial impacto de esta medida, debe evaluarse su efectividad en un período corto de tiempo, para identificar si, en efecto, sirvió sus propósitos o no. En particular y según el criterio del operador del mercado, las actuales restricciones limitan la capacidad de coordinar esfuerzos para hacer frente al Niño;

- v. en términos generales, es indispensable que el proceso de ajustes a la normativa sea predecible y tenga un norte definido.

- ***Profundizar y fortalecer la vigilancia del mercado***

Es claro que para que los beneficios que supone el modelo actual se hagan efectivos, el mercado debe funcionar de la manera más competitiva posible, dadas las restricciones que imponen las características de mercado imperfecto propias del sector eléctrico. Por eso, las autoridades pertinentes deben proceder a fortalecer la vigilancia para prevenir el daño que algunos participantes experimentan a causa del ejercicio de poder de mercado. Ese esfuerzo, por parte de las autoridades sectoriales, debe ayudar a distinguir sospechas de realidades, preparándolas para identificar, si es que las hay, estrategias de manipulación no conspicuas. El enfoque actual de tratar de identificar y castigar el ejercicio unilateral de poder de mercado debe reemplazarse por la implantación de procedimientos que limiten el daño que otros participantes en el Mercado experimentan a causa del ejercicio de poder de Mercado y estimar la magnitud de ese daño con valores de referencia de precios competitivos. En estas condiciones, es claro que cualquier aumento en la concentración del mercado de generación incrementa los incentivos para ejercer poder de mercado. Adicionalmente, no hay duda que, debido al estrechamiento del margen de reserva, el mercado se volvió uno de vendedores, lo cual no cambiará mientras no entre capacidad adicional. Este hecho resalta la importancia de fortalecer, desde el punto de vista técnico, presupuestal y de herramientas prácticas la vigilancia del mercado.

viable en el corto plazo por razones procedimentales

Para evitar choques innecesarios con los generadores con intervenciones permanentes, es deseable que los que realizan el seguimiento tengan experiencia de primera mano de cómo funciona la industria, de tal manera que puedan diferenciar entre operaciones normales y abuso de poder de mercado. Igualmente, los vigilantes deben mantener un papel puramente informativo y de recomendación a las autoridades competentes.

Con recursos suficientes, el CSMEM puede avanzar en la caracterización del patrón de cotización de cada planta y conjunto de plantas por generador, su relación con el nivel de contratación, las correlaciones de las ofertas con los fundamentos. También puede documentar y evaluar en profundidad eventos especiales del mercado mayorista y pedir explicaciones a los agentes cuyo comportamiento sea errático, conspicuo o esté desligado de los fundamentos. La prueba reina, en forma reducida, consiste en detectar la presencia de promedios multianuales de retornos extraordinarios y su relación con la evolución de los precios, de acuerdo al tipo de planta.

- ***Avanzar agresivamente en la creación de mercados de contratos líquidos, estandarizados y de cobertura amplia***

El mercado de contratos es ilíquido por diversas razones, incluyendo los costos de encontrar y retener a compradores de alta calidad crediticia. La ausencia de liquidez en productos estándar a diferentes plazos se traduce en dificultades de gestión del riesgo. Tener un mercado de contratos líquido tiene gran impacto en el nivel de competencia que enfrentan los generadores pequeños y medianos y en las posibilidades de los compradores pequeños y medianos a mejores precios, dado que tendrían más alternativas de compra y mayor transparencia. Con excepción de las recientemente establecidas subastas por energía firme, no existe en Colombia un mercado organizado de contratos. Los contratos de largo plazo se transan en forma bilateral entre generadores y comercializadores o clientes.

En este sentido, la electricidad es un flujo que debe consumirse en el instante de su producción. Las características de la oferta hacen poco útil el uso de mecanismos ilíquidos de tipo comprador único para propósitos de cobertura. Por eso, los mecanismos

de subasta propuestos son poco útiles para formar expectativas y pueden desalinearse fácilmente por su escasa frecuencia de transacción y volatilidad. La señal de precios no sólo es estacional sino que presenta saltos, discontinuidades y regímenes de volatilidad claramente identificables en anticipación a la escasez hidrológica y a los cambios de reglas de cotización y publicidad. Los precios y las cantidades despachadas están correlacionados en la hora pico: los productores enfrentan no sólo riesgo de precios, sino de cantidades despachadas.

Lo anterior apunta a las siguientes tareas que deben impulsarse en el sector eléctrico: (i) apoyar y profundizar las iniciativas en curso en torno a la creación de un mercado de contratos “*forward*”, como primer paso hacia la creación de un mercado líquido de cobertura; (ii) educar a los agentes y los compradores en el entendimiento cabal y el uso prudente de los instrumentos de cobertura; (iii) ampliar los instrumentos de cobertura a opciones de compra y venta, con los cuáles se puedan construir opciones exóticas para cobertura de riesgos de cantidades y precios al tiempo; (iv) estimular a los generadores térmicos a usar derivados para cobertura del margen entre precio de bolsa y costo de compra de combustibles (“*spark*” y “*dark*” spreads para generadores a gas y a carbón, respectivamente); y (v) incentivar a los pequeños y medianos industriales a unir esfuerzos de comercialización que reduzcan los costos de comercialización.

En el sector de gas natural, se debe impulsar la creación de un mercado secundario de “*forwards*”, opciones volumétricas flexibles (“*swing*”), almacenamiento, transporte y “*swaps*” físicos y financieros. La prueba de fuego de estos instrumentos radica en facilitar a los generadores a gas poder despacharse de manera menos inflexible y capturar mayor valor en cada unidad producida. La disponibilidad de estos instrumentos eliminaría la conversión obligada de los generadores en comercializadores a gas durante épocas en las que no van a ser despachados.

- ***Revisar el diseño del MOR***

Relacionado con el tema anterior, si bien el MOR es un intento de resolver el problema mencionado del mercado de contratos, no soluciona el tema de liquidez. El

establecimiento de un comprador único, además de ser cuestionable en su legalidad, limita las oportunidades de manejo del riesgo de los participantes. Las dificultades o incentivos a no contratar tienen origen en parte en la regulación, pero también es posible que los usuarios no regulados adopten estrategias más sofisticadas de negociación y contratación, así como a una gestión integrada del uso de energía que mejore la eficiencia energética. Dadas las demoras experimentadas en la adopción del MOR y las dudas de carácter legal, FEDESARROLLO considera que es fundamental que la CREG convoque a una nueva discusión con la participación de reconocidos expertos internacionales, que permita adoptar un esquema viable y con un tratamiento adecuado de la transición. No es muy claro que el MOR constituya la mejor solución a un problema que es cierto. Tal vez el reparo más serio a su diseño es que puede desplazar otras alternativas que podrían ofrecer mejores soluciones a los requerimientos de cobertura del mercado eléctrico. En esas condiciones, sería conveniente que la CREG reconsiderara el mecanismo adoptado y evaluara con más detalle los costos y beneficios de utilizar instrumentos disponibles en el mercado financiero, como la Cámara de Compensación. Otra alternativa, si en todo caso se opta por seguir adelante con el MOR, es que se pruebe primero con una porción pequeña de la demanda (20 o 25% en vez de toda la demanda), con el fin de evaluar si todos estos interrogantes que se plantean son válidos o no (ver Capítulo 9 para una discusión detallada del tema).

- ***Dar a la auto-producción igualdad de condiciones en el mercado***

Todas las modalidades legales de generación deben competir en igualdad de condiciones con respecto a las contribuciones y a los pagos por infraestructura, incluyendo la de respaldo, dentro del mercado mayorista (o todos pagan o ninguno paga). La comparación se debe realizar sobre el mismo producto y entre agentes con las mismas características. Esto, en la práctica, quiere decir que los cogeneradores y los auto-generadores deben enfrentar igualdad de condiciones entre ellos y frente a los generadores tradicionales. Los excedentes deben tener el mismo tratamiento que la producción dentro del mercado mayorista. Se debe permitir que la autogeneración pueda vender sus excedentes a la red (para que quede en pie de igualdad con la cogeneración), eliminar las restricciones que impiden a toda forma de autoproducción transar con cualquier agente del mercado y usar

métodos más simplificados de medición de los excedentes netos inyectados a la red.

Un punto fundamental de esta recomendación es que la venta de los excedentes se debe dar en igualdad de condiciones con generadores y cogeneradores, y evitando que se beneficien indebidamente de la exención a la contribución (mientras persista esa distorsión). Aquí es importante mencionar que “igualdad de condiciones”, no solo es el tema de las contribuciones, sino también se refiere al pago por la infraestructura de respaldo para la venta de los excedentes, que debe ser asumida por todos. En principio, FEDESARROLLO considera que el mejor camino a seguir es que este pago sea obligatorio para todos los que alguna vez piensen utilizar la infraestructura. Sin embargo, puede analizarse la experiencia de otros países, en los cuales los pagos por respaldo se negocian bilateralmente, para llegar a una conclusión sobre la bondad de estos esquemas. Un tema complejo es el de la autogeneración pura en lo que tiene que ver con esa “igualdad de condiciones”. FEDESARROLLO considera que esta última es primordial en el caso de venta de excedentes, mientras que para la autogeneración pura debe ser estudiada en más detalle.

- *Sector de Gas*

Se considera importante liberar los precios en boca de pozo, bajo el régimen de libertad vigilada, como señal para atraer nuevas inversiones y así aumentar las reservas probadas. Es decir, dada la estructura bastante concentrada del mercado de gas, no es conveniente, inicialmente liberar el precio totalmente, sino mantenerlo bajo un régimen de libertad vigilada. En la medida en que aumente la participación de agentes en el sector, debe irse reduciendo gradualmente la vigilancia. También se debe permitir la integración vertical entre producción de gas natural y generación eléctrica, sin discriminación de precios ni de acceso del productor integrado hacia otros generadores. Es importante, adicionalmente, flexibilizar las condiciones de obligación de contratación firme para acceder al cargo por confiabilidad. Finalmente, se podría pensar en impulsar la creación de un mercado secundario de gas natural líquido.

Ahora, las perspectivas de desabastecimiento han generado discusión sobre las medidas que ayudarían a enfrentar ese problema. El documento discute la pertinencia de las medidas puntuales más comúnmente planteadas o las ya tomadas por las autoridades. En particular, **NO se recomiendan** las siguientes medidas: (i) expandir el transporte por “*common carriage*”, ya que en las nuevas condiciones de transabilidad, es suficiente preservar el sistema de “*contract carriage*”, siempre y cuando se reduzcan al tiempo los riesgos regulatorios adicionales discutidos en el Capítulo 7; (ii) implantar un cargo de confiabilidad para el transporte; (iii) des-regular el negocio de distribución; (iv) esperar a nuevas inversiones para liberar el precio en boca de pozo; y (v) restringir el funcionamiento de los mecanismos de mercado y las exportaciones.

Para remediar los problemas estructurales y de incentivos para expandir la oferta de manera sostenible, se proponen y analizan las siguientes medidas: (i) tomar la iniciativa para promover las transacciones internacionales de gas, sin desabastecer el mercado nacional; (ii) migrar a una regulación voluntaria por tasa de retorno para nuevas inversiones en transporte y distribución; (iii) usar subastas para expandir la red de transporte; (iv) usar subastas simultáneas del producto y estimular la creación de un mercado secundario de gas natural; (v) anticipar la regulación de los negocios de almacenamiento, regasificación y licuefacción; (vi) crear instancias de coordinación sectorial informal; (vii) generar regulación que haga más atractiva la inversión en transporte; y (viii) mejorar la información disponible y fortalecer la supervisión de abusos de posición dominante.

- ***Modificar el sistema de subsidios y contribuciones: ya no es el instrumento adecuado para lograr la equidad***

Esta es, probablemente, una de las recomendaciones más importantes del estudio. La estructura de subsidios cruzados está en el origen del nuevo modelo como instrumento para lograr la solidaridad, pero tiene signos de agotamiento como se mostró arriba, presenta graves problemas de focalización y claramente tiene un impacto negativo sobre los costos de la industria y el comercio. Por eso se recomienda:

- i. en el corto plazo: el primer paso deber ser la eliminación de la contribución de la

industria, probablemente de manera gradual (más adelante también para el comercio). De igual manera, deben tomarse medidas para mejorar la focalización y reducir el umbral del nivel mínimo de consumo, bajando así el elevado costo actual del sistema (0.3% del PIB). Finalmente, es pertinente que el estrato 3 deje de recibir subsidios y que el 4 comience a contribuir, así sea en un porcentaje menor al de los estratos 5 y 6. El costo de esta propuesta no sería exagerado: en el escenario más costoso, la reforma generaría un déficit adicional de \$388 mil millones, que representa tan sólo el 0,08% del PIB, o el 1,4% del IVA, o el 3,8% del presupuesto de inversión para 2009 o el 0,4% del total del presupuesto de la Nación;

- ii. en el largo plazo: el fin último de la propuesta es la eliminación del esquema de subsidios cruzados, para ir a un esquema de solidaridad a través del presupuesto (Recuadro 4).

Recuadro 4: una propuesta de corto plazo para racionalizar el esquema de solidaridad.

Los escenarios calculados por FEDESARROLLO muestran que los recursos faltantes necesarios para pagar los subsidios a los estratos 1 y 2 en el sector de energía eléctrica se pueden cubrir con el Presupuesto General de la Nación, es decir, se podrían financiar con impuestos generales. Existirían dos alternativas más eficientes que la actual: (i) impuesto de renta; e (ii) IVA. Esta propuesta se llevaría a cabo siguiendo estos pasos:

Propuesta:

- La industria dejar de contribuir con el 20% (en un futuro el sector comercio)
- Reducir el nivel mínimo de consumo
- Eliminar los subsidios al estrato 3
- Incluir al estrato 4 dentro de los contribuyentes pero aportando la mitad
- Continuar con la contribución de los estratos 5 y 6

Escenarios

- Desmonte inmediato de la contribución del 20% al sector de industrial.
- Durante cinco años desmontar gradualmente la contribución del 20% a la industria.
- Alternativa intermedia: eliminar inmediatamente el 10% de la contribución, mientras que el 10% restante se desmontaría gradualmente

El punto central de la propuesta es que se utilizarían recursos del Presupuesto Nacional para cubrir el déficit que se genera la implementación de esas propuestas. Por el lado del impuesto del IVA se podría (i) ampliar la base, por ejemplo, eliminando las exenciones a la canasta básica de consumo ya que esta exención está beneficiando a la población rica que gasta más en este tipo de bienes que la población pobre; y (ii) subir la tarifa. Por el lado del impuesto de renta, la propuesta sería reducir las exenciones. Cualquiera de estas alternativas más que financia el pequeño déficit que generaría, en el corto plazo, la aplicación de esta propuesta.

Capítulo 2. La reforma del sector eléctrico: antecedentes de una tarea que generó grandes avances y que nunca se acaba

2.1. El agotamiento del modelo anterior hacia principios de los años noventa: había problemas en varios frentes¹

Hacia mediados del siglo XX, la energía eléctrica de Colombia era suministrada por empresas estatales de carácter nacional y municipal. Al igual que en otros países de la región, el Estado asumió este papel ante la incapacidad del sector privado para ampliar el servicio más allá de los mercados más rentables y responder al desafío de un país en crecimiento. Adicionalmente, la misma Constitución Política de 1886 lo prohibía. Este modelo, basado en empresas estatales integradas de manera vertical, se apoyó en la banca multilateral para desarrollar el potencial hidroeléctrico y generar la electricidad que requería un país con una economía creciendo a tasas cercanas al 4% anual y que logró incrementar la cobertura del servicio del 44% de la población en 1970 a 78% en 1990.

Sin embargo, a diferencia de otros países de la región, este proceso se realizó de manera descentralizada, lo que dio lugar a una estructura en que las dos empresas municipales que servían los mercados más grandes del país, la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá (EEEB), en Bogotá, y las Empresas Públicas de Medellín (EPM), en Medellín, generaban y distribuían cerca del 40% de la energía, mientras que el restante 60% era suministrado por empresas regionales que eran, así fuera parcialmente, propiedad del Gobierno Nacional, como el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL), la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica (CORELCA), la Corporación Regional del Valle del Cauca (CVC) y la compañía Interconexión Eléctrica, S.A. (ISA). Esta última, una empresa de ámbito nacional propiedad de las anteriores, poseía la red de interconexión y una considerable capacidad de generación. A pesar de los éxitos en la ampliación de la cobertura mencionados, en 1990 el sector estaba prácticamente en bancarrota: era responsable del 30% de la deuda externa total y del 33% del déficit del

¹ Esta sección sigue muy de cerca a Millán (2006).

sector público no financiero.

La historia del sector eléctrico colombiano se caracterizó, como muchas otras, por una lucha continua por lograr un desempeño que le permitiera acceder a los créditos internacionales necesarios para las inversiones en generación, que imponía un crecimiento acelerado de la demanda, y la ampliación de la cobertura del mercado, lo que requería una alerta permanente para defender las empresas del clientelismo político y el oportunismo de los gobiernos. Adicionalmente, existía un reto muy complicado que era garantizar el acceso a los hogares más pobres y también llegar a las regiones más apartadas del país. Así, durante los años sesenta los mercados se expandieron alrededor de los grandes núcleos urbanos de Bogotá y Medellín, el Valle del Cauca y Caldas, cuyas empresas iniciaron el estudio de proyectos para desarrollar el abundante potencial hidroeléctrico. En forma paralela, la expansión en la región del Caribe y en otros centros poblados se hacía sobre la base de desarrollos térmicos. En aquella época, tanto las tarifas como los niveles de pérdidas no eran motivo de preocupación ya que las empresas no buscaban maximizar sus beneficios, y el desafío consistía en lograr una expansión de la generación en forma eficiente mediante la interconexión de los sistemas que permitieran utilizar economías de escala y desarrollar el potencial hidroeléctrico de la región central.

Para ello, y bajo la tutela del Banco Mundial, técnicos colombianos elaboraron modelos de planificación apoyados por una misión de la Universidad de Harvard para realizar los estudios de interconexión y se creó ISA, de la cual eran socios inicialmente EPM, EEEB, CVC e ICEL², con el objeto de construir los proyectos de interconexión y desarrollar los futuros proyectos hidroeléctricos, con la excepción del primer proyecto que sería ejecutado por la empresa CVC. Esta concentración en ISA de la construcción de los grandes proyectos futuros enfrentó la oposición decidida de las empresas municipales, para quienes la construcción de proyectos hidroeléctricos era objeto de gran prestigio para las burocracias locales y de numerosas oportunidades de negocios. Sólo el poder del Banco Mundial, con el apoyo tácito del BID, logró que las empresas aceptaran a

² A ésta se uniría más tarde CORELCA con motivo de la construcción de la línea de interconexión con el sistema central.

regañadientes estas imposiciones, no sin una oposición soterrada que eventualmente haría fracasar la idea de darle a ISA el papel central en la expansión de la generación.

Como parte de los acuerdos iniciales, además de aceptar que la primera central sería construida por la CVC, y dada la corta vida de ISA, se acordó que las siguientes serían seleccionadas entre los proyectos de los socios de ISA siguiendo el criterio de la expansión de costo mínimo. Esto llevó a una pugna entre las dos empresas municipales EEB y EPM por conseguir la distinción³. Las empresas regionales que entraron a formar parte de ISA vieron amenazada su autonomía, parte de su cultura empresarial y los recursos de las regiones, sobre los cuales consideraban que tenían derechos preferenciales. Las empresas no cumplieron sus compromisos de hacer los aportes de capital a ISA a tiempo y, a través de su junta directiva, se opusieron a elevar las tarifas de venta en bloque, lo que implicaba una paradójica política de que el perjuicio de ISA beneficiaba a sus socios. Se hizo evidente entonces que lo que los técnicos pensaron que sería un juego de suma positiva, resultó un juego de suma cero y no le sería fácil al Estado lograr su objetivo de una mayor eficiencia en el uso de los recursos si no lograba conciliar el interés nacional con los intereses locales.

Cediendo a la presión regional, la Nación terminó formulando un esquema híbrido de expansión integrada con proyectos de un plan económicamente óptimo en teoría, puesto que nunca se tuvieron suficientes alternativas que permitieran hacer una comparación efectiva, pero bajo la responsabilidad de empresas sin capacidad financiera ni técnica para emprenderlos. En la segunda mitad de la década de 1970 y primeros años de los ochenta, la coyuntura de liquidez del mercado mundial, producto del aumento de los precios del petróleo y la revaluación del peso colombiano, asociada a la bonanza cafetera que empezó en 1977, junto con la aceptación por parte de los organismos multilaterales de las realidades de la política regional, permitió que la vía fácil del endeudamiento con respaldo de la Nación fuera el procedimiento expedito para que todos pudieran desarrollar sus proyectos. Las aspiraciones de autosuficiencia eléctrica regional

³ La primera central construida por ISA fue la de CHIVOR, estudiada inicialmente por la EEEB sin mayor disputa dada la ausencia de alternativas, pero no ocurrió lo mismo en las siguientes.

desvirtuaron el proceso de expansión de mínimo costo y dieron cabida a proyectos insuficientemente evaluados y pobremente financiados.

Para la operación del sistema interconectado, el sector eléctrico era autónomo y la regulación, escasa. Las reglas y parámetros de operación y comercialización eran acordados por consenso entre los socios de ISA, bajo la mirada complaciente de los representantes del gobierno nacional. En esas condiciones, los acuerdos no podían ser más que un intento de conciliación de intereses ante un árbitro (el gobierno nacional) sin alternativas viables que ofrecer. Las tarifas de intercambio de energía en bloque no llegaron a ser reguladas por un ente independiente sino hasta el segundo quinquenio de los años 1980 por la Junta Nacional de Tarifas⁴, en el Departamento Nacional de Planeación (DNP).

En resumen, en palabras de un autorizado vocero del sector: “la estructura institucional que se deriva de esta amalgama de circunstancias, entidades y agentes no puede ser más confusa: instancias nacionales, departamentales y municipales, cada una con intereses diferentes que defender, reunidas para dirigir por consenso un sector estratégico para la nación. Adicionalmente, un Estado que regula a medias y que es empresario a medias, que pregona autosuficiencia financiera y traza políticas tarifarias ruinosas para las empresas eléctricas; un sector que se auto-regula por consenso, a pesar de la diversidad de intereses; en fin, un sector en el que las consecuencias de las decisiones no son asumidas por quienes las toman” (Gutiérrez, J., 1993).

Durante los años 1980 las fuentes de financiamiento externo se cerraron por la crisis de la deuda que empezó a finales de 1982 y las tarifas, ya rezagadas, no se ajustaron para acompañar la devaluación de 1983, las pérdidas eléctricas aumentaron significativamente y, a pesar de un ajuste efectuado durante la administración Barco apoyado por préstamos de la banca multilateral, la gestión de las empresas distribuidoras continuó

⁴ Con la Reforma constitucional de 1968, y ante la heterogeneidad de los organismos que prestaban los servicios, se centralizó el control de las tarifas en la Junta Nacional de Tarifas (JNT), un organismo dependiente del ejecutivo central creado con el fin de evitar que por presiones locales las empresas cobraran tarifas muy bajas que les impidieran responder por sus obligaciones y por sus gastos de operación y expansión. No obstante, sólo hasta 1986 la Junta asume un papel activo en la fijación de tarifas.

deteriorándose. A las dificultades anteriores se añadieron los atrasos y sobrecostos del proyecto Guavio, que se reflejarían más tarde en el racionamiento de 1992.

Para junio de 1993, la tarifa media nacional se situaba en el 79% del costo, mientras las tarifas industriales y comerciales presentaban sobrecostos del 20% y 26%, respectivamente. El sector residencial no cubría sino el 47% del costo. El subsidio residencial resultante del 53% correspondía, según cálculos de ISA en 1991, a US\$360 millones anuales (casi medio punto del PIB); los sobrecostos no residenciales, con tarifas en el 110% del costo, eran del orden de los US\$120 millones, lo que dejaba un subsidio neto de US\$ 240 millones anuales, asumido por el presupuesto general de la Nación.

Así, no era sorprendente que, para esa época, el sector eléctrico era responsable de la tercera parte del endeudamiento público del país, estaba obligado a pagar cerca del 40% de los intereses de la deuda externa y en algunos años había llegado a realizar hasta el 35% de la inversión pública. Sin embargo, no generaba recursos internos suficientes, produciendo un déficit cercano al 1,3% del PIB. Entre 1980 y 1988 la generación interna de fondos en el sector sólo cubrió el 25% de las necesidades de recursos y, en 1988, el servicio de la deuda sobrepasó en un 15% sus ingresos corrientes.

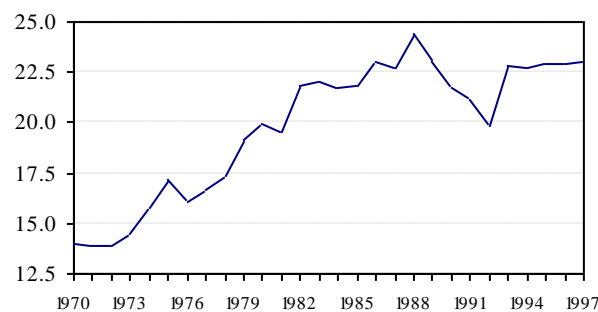
Ya en 1991 resultaba claro para el Gobierno que no podría seguir adelante sin una transformación radical del sector. En un discurso pronunciado ante la Conferencia de Ministros de Hacienda y Energía celebrada del 4 al 6 de septiembre de 1991 en Cocoyoc (México) y organizada por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y el Banco Mundial con el fin de analizar la crisis del sector eléctrico de la región⁵, Luis F. Vergara, que entonces era ministro de Minas y Energía de Colombia, hizo una descripción detallada de la situación del sector y planteó el cambio de orientación que su Gobierno consideraba necesario para enfrentar la situación (Vergara, 1991). Los detalles del diagnóstico formulado por el ministro Vergara están ampliamente documentados en diversos textos de la época, particularmente en un estudio que elaboró el Banco Mundial

⁵ La conferencia se tituló "Un desafío para los años noventa: ¿Cómo superar la crisis del sector eléctrico en los países de América Latina y el Caribe?".

a petición del Gobierno de Colombia en 1990, que contiene una evaluación de la actividad en el sector (Banco Mundial, 1990). Otros estudios realizados posteriormente sobre el proceso de reforma han profundizado ese análisis y lo han puesto en perspectiva (Fainboim, 2000). Es importante destacar que el comportamiento de las empresas no fue uniforme: EPM fue la única empresa que no requirió transferencias del Gobierno para atender su demanda, constituyéndose en el paradigma de una empresa pública eficiente.

Sin embargo, no se necesitan muchas palabras para comprender el deterioro del sector: la Gráfica 1 muestra la evolución de las pérdidas de electricidad en el sistema nacional durante el período 1970-1997.

Gráfica 1
Evolución de las pérdidas de energía en Colombia 1970-1997



Fuente: ISA.

El problema de las pérdidas fue uno de los temas recurrentes en la discusión con la banca multilateral y constituía un motivo de preocupación. Los apartes de informes de préstamo del BID que se presentan a continuación son ilustrativos de esa discusión y de los esfuerzos infructuosos del gobierno nacional por remediar el problema.

“...Las pérdidas eléctricas (diferencias entre producción y consumo) y que comprenden tanto pérdidas físicas en la transmisión y distribución, así como errores en facturación y fraude y hurto, se han incrementado notoriamente en Colombia durante los últimos años. Es así que de un valor de 16.8% en 1970, se ha elevado al 23% en 1986, constituyéndose

en una de las causas del problema financiero. El Gobierno lo reconoció así desde 1984 cuando estableció el programa nacional de control de pérdidas y promovió la contratación de créditos para financiamiento del Banco Mundial para la EEEB y del BID para el resto del país a través de FEN. Además en el programa de ajuste sectorial, el Gobierno ha comprometido al sector con un cronograma para reducir las pérdidas a niveles tolerables. Esta tarea sin embargo es compleja y requiere mejorar sustancialmente la capacidad de planificación a nivel de distribución... ..Adicionalmente, el BIRF ha otorgado un préstamo a EEEB por un monto de US\$171 millones, el cual contribuirá a financiar un proyecto que atendería la reducción de pérdidas⁶”.

Entonces, parece ser muy claro que el sector enfrentaba problemas que lo hacían prácticamente inviable: (i) insuficiencia financiera; (ii) dificultades de expansión de la capacidad; (iii) niveles muy bajos de eficiencia interna reflejados, por ejemplo, en la situación de las pérdidas que se acaba de describir; (iv) ausencia de regulación y problemas de gobernabilidad; y (v) baja confiabilidad, que quedó expuesta en el racionamiento de 1992. La calidad del servicio, por su parte, también dejaba mucho que desear.

2.2. Las reformas del Gobierno Gaviria

Los orígenes de la reforma colombiana no pueden atribuirse en forma simplista al racionamiento que tuvo lugar en 1992, como afirma una interpretación popular, sino a la decisión del Gobierno de aprovechar una ocasión particularmente favorable que podría tardar mucho tiempo en volver a presentarse. El agotamiento del modelo, la aceptación de un nuevo paradigma de desarrollo en el ámbito internacional que favorecía la competencia y, por tanto, la participación privada como principal motor de los aumentos en calidad y mejoras en los precios, la puesta en marcha de políticas de “apertura”, la aceptación de una mayor injerencia del mercado en la economía y la promulgación de una nueva Constitución que le abría las puertas a esos elementos, coincidieron con el consenso de los agentes del sector y la banca multilateral sobre la inviabilidad del antiguo

⁶ Ibid (1987), Colombia. Segundo financiamiento adicional para el Proyecto Guavio. Informe de Proyecto.

modelo colombiano. El racionamiento, por su parte, se encargó de poner en evidencia ante la opinión pública esa inviabilidad y todas las falencias del antiguo modelo.

Es en ese contexto que la reforma del sector eléctrico colombiano forma parte del conjunto de reformas para modernizar al Estado y desarrollar los principios de la Constitución de 1991, emprendidas por el Gobierno del presidente César Gaviria. Así, después de infructuosos esfuerzos para enmendar el sector a principios de ese año, en la reunión de la Asamblea Constituyente, el Gobierno y el Banco Mundial organizaron un taller para estudiar alternativas que atacaran el fondo del problema. El taller fue celebrado en marzo de 1991 en Santa Marta y en él participaron todos los interesados: el sector público, el sector privado y las organizaciones multilaterales y de asistencia. El taller sirvió para que el Gobierno definiera una política que sería aprobada por el Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES), gabinete económico cuya secretaría es ocupada por el Sub-director del DNP.

En el breve lapso de seis meses y con el apoyo del Banco Mundial, el BID y la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID), el Gobierno emprendió un programa de reestructuración profunda del sector eléctrico y convocó a los distintos estamentos involucrados en él. Por medio de seminarios interinstitucionales se perfilaron las ideas fundamentales y se procuró alcanzar un consenso alrededor de las mismas⁷.

⁷ El lector puede consultar las memorias de los seminarios que publicó la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Recuadro 2.1: La reforma eléctrica: quiebre estructural con el modelo anetrior

La reforma redefinió la estructura de industria, separando las actividades de generación, transmisión y distribución, creando además el negocio de distribución (que hasta la fecha no se ha desarrollado autónomamente). Liberalizó el régimen de propiedad. Redefinió la estructura de remuneración de acuerdo a criterios comerciales, así los negocios fueran de propiedad pública, eliminando el costo fiscal de los “salvamentos” a empresas que no fueran rentables. Creó un mercado mayorista de generación, basado en ofertas en el corto plazo, para fomentar la formación competitiva de precios. Introdujo regulación por incentivos en los “monopolios naturales” de transmisión y distribución, con el fin de estimular la reducción de costos y la mejora de la calidad y la cobertura. El esquema preservó los subsidios cruzados entre usuarios “ricos” y “pobres”. Todas estas decisiones de incentivos quedaron a cargo de una comisión de regulación independiente, en la que tienen asiento los ministerios de Minas y Energía, Hacienda y DNP, así como la SSPD (sin voto). Estas decisiones de arquitectura e industria estaban orientadas a lograr mejoras de eficiencia y atraer inversiones privadas, metas que se han logrado en mayor o menor grado, como se verá más adelante.

El experimento colombiano de reforma se benefició de la experiencia pionera de otras regiones, pero tuvo que afrontar condiciones diferentes a las de los países que le sirvieron de modelo: 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 distintas regiones por obtener transferencias de recursos presupuestarios; un sistema de interconexión dominado por la generación hidroeléctrica y un sistema de tarifas de servicios públicos que operaba con déficit en sus finanzas y se caracterizaba por los subsidios cruzados. Todos esos factores contrastaban con una economía sana y boyante.

Anclado en las facultades que le permitía la Constitución de 1991, el Congreso aprobó en 1994 las leyes 142 de Servicios Públicos Domiciliarios y 143 de Electricidad, que regirían el sector en adelante, y ya para 1995 se puso en marcha un ente regulador, un diseño del mercado mayorista y un operador del sistema eléctrico. Simultáneamente y, fundamentándose en autorizaciones previas, el gobierno había contratado como medida

de emergencia algunos contratos de compra garantizada de energía, los famosos PPA⁸, tratando de evitar la repetición de la crisis de oferta de 1992. Poco después, aprovechando una reestructuración de algunas de las empresas bajo jurisdicción del gobierno, se inició la privatización de algunas empresas de generación pero sin tocar la distribución, que por diversas razones permanecía bajo el control de empresas municipales o empresas en las que el Estado era mayoritario pero estaban controladas por políticos locales.

2.3. Implantación

El nuevo marco facilitó la participación del sector privado de la generación a través de productores independientes, lo que permitió sortear con éxito una severa sequía asociada con el fenómeno de El Niño en 1997–1998, aún cuando el manejo de esta crisis puso de manifiesto problemas en el diseño del mercado mayorista que demandaban atención. Hacia 1998, varios acontecimientos indicaban que la reforma parecía estar en un proceso de rápida consolidación: numerosos productores independientes emprendían nuevos proyectos de generación térmica animados por los altos precios obtenidos durante la sequía y la adopción de un cargo por capacidad; la resolución de la crisis de EEEB, la empresa integrada que servía a Bogotá y la mayor del país, mediante la vinculación de capital privado a través del procedimiento de capitalización; y la venta al sector privado de las empresas de distribución de la costa norte de Colombia, las más ineficientes de todo el país. Sin embargo, el auge fue de corta duración, pues a partir de 1996 la economía del país entró en una recesión profunda, que tuvo su peor momento en 1998-99, con un crecimiento negativo de -4.3% en ese último año, lo que se tradujo en un fuerte descenso de la demanda de energía, que puso en evidencia problemas ocultos de la reforma y llevaron al sector a una crisis de la cual no está completamente recuperado aún.

Como resultado de estas dificultades, los planes del gobierno para continuar la privatización de los activos de generación y distribución que todavía tenía bajo su control se empantanaron y la situación financiera de las distribuidoras que permanecían en manos

⁸ Contratos que fueron muy criticados por su alto costo aparente, pero que a la postre fueron el seguro necesario para evitar que la reforma naufragara ante una repetición del racionamiento de 1992-93.

del Estado, ya de por sí complicada, empeoró más con la crisis de las empresas municipales de Cali. En un trabajo realizado por FEDESARROLLO (Ayala y Millán) en 2003⁹, se resumía así la situación del sector: “las reformas del sector eléctrico en Colombia se encuentran actualmente en una encrucijada. A la crítica situación financiera en que se encuentran muchas empresas de distribución¹⁰ —tanto públicas como privadas— se agregan las serias dificultades que existen para la operación del mercado de la electricidad al por mayor, así como la pérdida de credibilidad de las instituciones encargadas de la regulación y los cuestionamientos sobre la legitimidad del modelo, factores que contribuyen a reducir los incentivos para la inversión privada que de antemano eran precarios como resultado de la prolongada recesión económica y el deterioro de la seguridad”. Además de la sustentación de ese diagnóstico, en el trabajo los autores recomiendan tomar un conjunto de medidas necesarias para sacar a flote la reforma, que se resumen en el recuadro 2.2.

⁹ Ayala, Ulpiano y Jaime Millán. 2003. La sostenibilidad del sector eléctrico colombiano. *Cuadernos de Fedesarrollo* #11. Bogotá.

¹⁰ Según el Gobierno, en 2001 con excepción de EPM, CODENSA y EPSA el resto de las distribuidoras estaba prácticamente en bancarrota

Recuadro 2.2: Un programa para manejar la crisis

El programa está compuesto por cuatro áreas principales:

La *primera* contiene las acciones tendientes a incrementar la legitimidad y credibilidad de las instituciones de supervisión y regulación:

- Empezar la reforma de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) con el fin de asegurar su especialización, aumentar la eficiencia en la atención de las quejas de los usuarios y desarrollar esquemas ágiles de intervención y liquidación.
- Realizar una reforma de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) que deslinde sus funciones de las correspondientes al Ministerio, permita contratar a los mejores expertos y asesores, mejore el estilo de regulación, incremente la transparencia y establezca un adecuado sistema de rendición de cuentas.

La *segunda* parte incluye las acciones encaminadas a mejorar el funcionamiento del mercado de la electricidad al por mayor, con el objetivo de minimizar los incentivos para el abuso del poder dominante de algunos agentes y asegurar la continuidad del suministro a largo plazo sin la intervención del Estado:

- Establecer reglas sencillas para la fijación de precios en casos especiales de seguridad de la red.
- Clarificar las instancias de las diferentes instituciones encargadas de la vigilancia y control del mercado mayoristas.
- Crear un comité de seguimiento del mercado que formularía propuestas a la CREG y se encargaría de hacer la denuncia en caso de que tenga lugar un abuso de poder de mercado ante las autoridades encargadas de la competencia.
- Asegurar que las retribuciones que perciben los generadores por conducto de las cuotas de potencia y los precios *spot* del mercado al por mayor son suficientes para aumentar la oferta de acuerdo con las necesidades de los consumidores.

La *tercera* parte del programa tiene como objetivo garantizar que las empresas reciban los ingresos adecuados al servicio que prestan. Con el fin de lograr ese objetivo se requieren tres tipos de acciones:

- Establecer tarifas adecuadas a los segmentos regulados que reflejen adecuadamente los riesgos y las obligaciones de los empresarios. Con el fin de dar estabilidad y credibilidad a las nuevas tarifas, las propuestas de fijación de tarifas para los segmentos regulados deberían debatirse en un seminario de alto nivel en que participaran renombrados expertos internacionales y reguladores de otros países que se encuentran en el mismo proceso.

- Incluir medidas encaminadas a lograr que todos los consumidores paguen puntualmente sus deudas. La amenaza de corte de suministro a las entidades públicas no es creíble. El gobierno central debe crear esquemas para que los municipios y otras entidades públicas paguen las deudas pendientes y no incurran en mora en el futuro.
- Incluir acciones orientadas a lograr que el gobierno central y los municipios paguen a las empresas distribuidoras los subsidios que les corresponde pagar. Con ese fin, el gobierno central puede negociar con las empresas distribuidoras un calendario de pagos para liquidar las deudas atrasadas y destinar recursos para el cumplimiento de los acuerdos resultantes de dicha negociación.

La *cuarta* parte se refiere al volumen, destino y origen del gasto público que va a destinarse al sector durante el próximo cuatrienio; por otra parte, delimita y define el papel del Estado como proveedor de servicios, incluyendo las inversiones y otras actividades concretas que deben realizarse con el fin de incrementar la cobertura y proporcionar acceso a los servicios a la población de menores recursos. Recomendamos tres principios básicos para la asignación del gasto público al sector eléctrico:

- El gasto público debe dirigirse de forma prioritaria a aumentar la cobertura eléctrica a las áreas urbanas marginadas y a las zonas rurales. Los recursos que se obtengan de las privatizaciones serían asignados para atender esas necesidades y solucionar otros problemas pendientes que frenan el desarrollo del sector. El destino de los recursos debe estar detallado y debe ser difundido.
- El Estado no debe comprometer sus recursos en la inversión en proyectos de generación. Dichos proyectos deben ser desarrollados por las empresas privadas.
- El Estado debe vender las distribuidoras en condiciones competitivas.

Esta parte del programa incluye el conjunto de acciones cuyo objetivo es facilitar el acceso de los pobres a la energía eléctrica de manera eficiente, especificando los recursos que se van a utilizar y los criterios que normarán la selección de las inversiones. Además medidas que competen al gobierno nacional, tendientes a limitar el volumen de los activos eléctricos que son propiedad del Estado y asegurar una gestión independiente de los activos que por cualquier motivo permanezcan en su poder.

Fuente: Ayala y Millán, 2003.

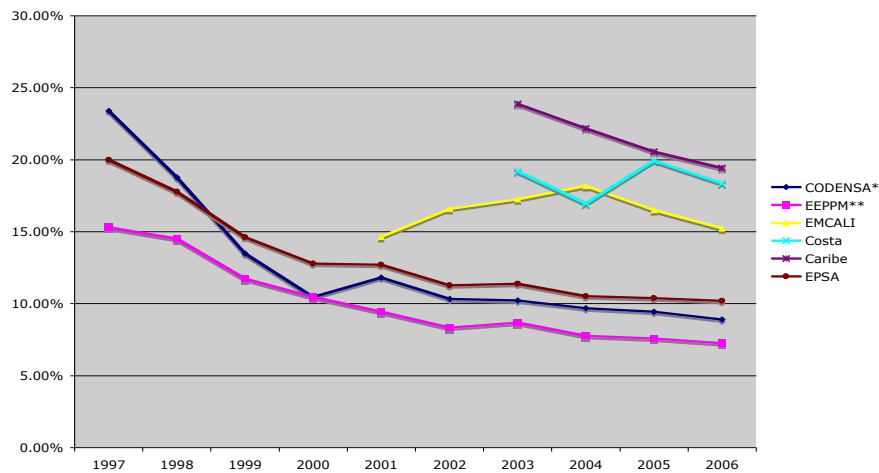
La adopción e implantación, aún parcial, de las medidas recomendadas en el trabajo de FEDESARROLLO requerirían seis largos años de esfuerzos y diálogos continuos por parte del Estado y los agentes del sector y su consolidación todavía dista mucho de estar completa. No obstante, los logros obtenidos hasta la fecha han permitido neutralizar las amenazas más apremiantes que enfrentaba el sector. La aprobación de las nuevas tarifas de distribución, junto con el esfuerzo del Gobierno para mejorar la gestión de las empresas en las cuales tenía mayoría accionaria, han permitido afirmar el eslabón más débil de la cadena y evitar el colapso financiero. En efecto, después de la crisis económica de finales de los noventa era evidente que algunas empresas de distribución enfrentaban una situación financiera alarmante que se veía agravada por la desactualización de varios parámetros clave del cargo de distribución definido por la regulación en 1997. Entre esos parámetros sobresalían el costo de capital (WACC), retrasos de gastos de capital y la valoración de los activos de la red de distribución. Por ejemplo, se estimaba que la actividad de distribución ofrecía tasas de rentabilidad negativas (del orden de -8%) en 2001 debido a la acción conjunta por el desfase de los parámetros y la recesión económica. Se proyectaba en esa época que las empresas de distribución enfrentarían un déficit del orden de \$700.000 millones en ese año. Esos parámetros clave y las imposiciones de niveles de calidad y continuidad del servicio, crearon un problema financiero que debió compensarse en las siguientes revisiones tarifarias, para asegurar la sostenibilidad del negocio de distribución.

La calidad de la gestión operacional, las mejoras en los indicadores financieros de las firmas, los avances en cuanto a calidad del servicio, la introducción de capital privado en montos superiores a los 8.000 millones de dólares y la reducción de la presión fiscal son ejemplos de los beneficios de la reforma eléctrica en Colombia. Pero quizá la prueba más importante de ese éxito es que se han podido sortear los numerosos intentos de desmontar, total o parcialmente, las leyes 142 y 143 de 1994. A continuación se muestran detalles adicionales que soportan esta afirmación y se discuten algunas implicaciones de los cambios introducidos.

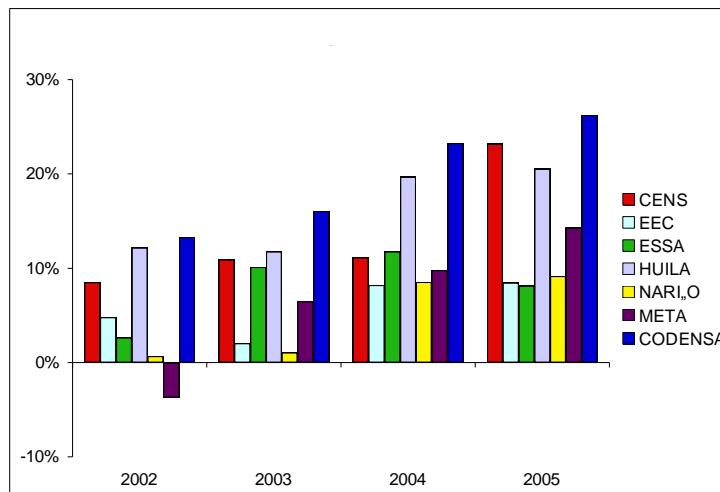
Las Gráficas 2 y 3 muestran la evolución de las pérdidas de distribución y del margen

EBITDA de un grupo de empresas seleccionadas. Es notable como en CODENSA, EPM y EPSA las pérdidas en 2006 eran menores del 10% de las compras de energía, cuando, con excepción de EPM, en 1997 se encontraban por encima del 24%. Las pérdidas de las otras empresas del Estado apenas empezaron a disminuir a partir de 2003.

Gráfica 2
Evolución de las pérdidas como Operador de Red 1997 - 2008



Gráfica 3
Margen EBITDA 2002 - 2005



Fuente: SIC

La confiabilidad de distribución, medida por los indicadores “Frecuencia de las

Interrupciones” (FES) y “Duración de las Interrupciones” (DES), también experimentó mejoras sustanciales. Aquí se destacan EPM y CODENSA que disminuyeron los indicadores en aproximadamente 50% entre 1998 y 2006, fecha para la cual mostraban DES y FES muy por debajo de las exigencias de la regulación. Las mejoras en confiabilidad obedecen al establecimiento de un esquema regulatorio similar al usado en otros mercados, que penaliza la frecuencia y duración de las interrupciones enfrentadas por el consumidor.

La aprobación del nuevo cargo por confiabilidad y las subastas exitosas efectuadas en 2008 han permitido atraer parte de la inversión requerida para la expansión de la generación. A este logro no es ajeno el funcionamiento ininterrumpido por catorce años del Mercado de Energía Mayorista (MEM) que, a pesar de las dificultades, ha evitado traumatismos comunes en otros mercados semejantes en el mundo. La introducción de capital privado en ISAGEN ha mejorado su gobierno corporativo y los planes de venta han alejado el peligro de conflictos entre los papeles del Estado en el sector. Sin embargo, los anuncios recientes del gobierno en este sentido están sembrando incertidumbre en el sector y, en general, en la economía nacional. La puesta en marcha dentro de la SSPD del CSMEM, si bien apenas comienza a operar, será un instrumento fundamental para garantizar el funcionamiento del mercado competitivo.

Desde el punto de vista fiscal, la situación es muy diferente de la que se tenía antes de la reforma. Si bien el Gobierno tuvo que hacer aportes muy importantes inicialmente en las electrificadoras regionales, las inversiones privadas, junto con las medidas tomadas recientemente han hecho que los aportes presupuestales para mantener o rescatar a las empresas sean mínimos o inexistentes. Esos aportes, junto con las contribuciones de los usuarios, se han concentrado ahora en apoyar la expansión de la cobertura del servicio, en atender a las zonas de difícil manejo y a cubrir las necesidades de los usuarios de bajos ingresos a través del esquema de subsidios cruzados.

Con el ánimo de contribuir a la consolidación de la reforma, dentro del marco de un préstamo de política del BID para los servicios públicos, el gobierno y ese Banco

acordaron adoptar una serie de medidas orientadas a mejorar el ámbito regulador, la transparencia en el proceso y la rendición de cuentas, así como las calidades de los reguladores, además de implantar mejoras en la focalización de los subsidios y en la gobernabilidad de las empresas del Estado. Si bien se lograron importantes mejoras en la gestión de las distribuidoras en las que el Gobierno tenía el control, que culminaron con la venta de al menos 5 de ellas, por una u otra razón el gobierno no ha adoptado las sugerencias de fortalecimiento a la CREG y la mejora en la focalización de los subsidios todavía no arranca.

En resumen, a pesar de las dificultades inherentes a una tarea de profundo cambio institucional, como lo es una reforma institucional de la envergadura de la emprendida en Colombia, puede afirmarse que hasta el momento el esfuerzo ha sido exitoso pero todavía quedan algunas tareas pendientes. Los logros se pueden examinar a lo largo de varias dimensiones: reducción de la presión fiscal en materia de salvamentos a empresas ineficientes, formación de precios de producción que se mueve en la dirección de las variables fundamentales, mejoras de la continuidad y calidad del servicio, atracción de inversiones privadas y progresiva sofisticación de la capacidad empresarial en los diferentes negocios del sector (que hace que algunas de las firmas hayan podido incursionar competitivamente en los mercados internacionales de energía en algunos países de América Latina), entre los más importantes.

Así y, a pesar del intenso trabajo efectuado y de los excelentes resultados indicados en la sección anterior, los acontecimientos recientes, que han dado lugar a la contratación de este trabajo, son una indicación de que todavía existen tareas por ejecutar para poder establecer un ambiente de confianza adecuado entre los participantes en el mercado eléctrico que garantice su sostenibilidad.

Esa confianza se construye no solamente con un efectivo mecanismo de vigilancia de la competencia o mediante ajustes al diseño del mercado que minimicen los incentivos para ejercer poder dominante, como el establecimiento de un mercado organizado de contratos, sino también mediante una difusión clara y concisa del sistema de formación

de precios que sea percibido y aceptado como relativamente eficiente.

En los capítulos siguientes se busca contribuir para la construcción de esta tarea que, como la corta reseña presentada en este capítulo indica, nunca se acaba y requiere de la continua colaboración de todos los interesados: gobierno, empresas y consumidores.

Capítulo 3. Comportamiento de los precios de electricidad en el Mercado Mayorista en Colombia: ¿qué dice la evidencia?

3.1. Introducción

El mercado eléctrico colombiano en su forma actual, desde su inicio en 1995, ha funcionado sin interrupción y sorteado muchas dificultades connaturales al desarrollo de un sistema tan novedoso, dentro de los lineamientos planteados en la Ley y la regulación. El esquema planteado en 1994 ha logrado evitar, hasta el momento, racionamientos de la demanda, intervenciones bruscas por parte del Gobierno, problemas generalizados de interrupciones y/o baja calidad y, de manera importante, cambios sustanciales a las leyes que lo rigen. Como es el caso en todos los sistemas eléctricos, y en la mayoría de los mercados, la preocupación principal, tanto de productores como de consumidores, ha sido la evolución de los precios: los primeros quieren verlos suficientemente altos para asegurarse que su inversión es adecuadamente retribuida, mientras que los segundos desean que sean tan bajos como sea posible para que no impacten su competitividad, en usuarios industriales y comerciales, o su capacidad de pago en usuarios residenciales. Los argumentos esgrimidos por ambas partes sobre la evolución de los precios durante los 14 años de existencia del mercado, reflejando su punto de vista, han servido de base para organizar el análisis que se presenta en este capítulo, que es bastante detallado.

En efecto, aquí se estudia la evolución de los precios del Mercado Mayorista, buscando identificar tendencias en un contexto de mediano plazo. Adicionalmente, se hace un esfuerzo importante por estimar la importancia relativa de algunos de los determinantes de su formación. Por razones prácticas, después de una presentación inicial de la evolución de los precios, se hace un análisis de las alzas observadas en los últimos años y sus posibles explicaciones, pero enmarcándolo en un período más largo, en el que ha habido también sub-períodos de precios muy bajos y/o descendentes. Se trata de identificar aspectos que merecen mayor atención en el futuro. Para orientar al lector en un tema complejo, se presentan primero las bases del funcionamiento de los mercados

eléctricos en dos secciones que permiten sopesar las dificultades propias del sector, para acercarse al ideal competitivo y valorar las conclusiones preliminares.

3.2. Mercados eléctricos: una guía para el perplejo¹

Los problemas del modelo anterior que no respondía a los precios y en la cual las decisiones eran tomadas por planificadores fuertemente influenciados por consideraciones políticas, han sido atendidos mediante la creación de mercados eléctricos en numerosos países del mundo. Esos mercados tienen una gama amplia de arquitecturas, que van desde los mercados por declaraciones de costos y con precios determinados por un modelo matemático, como en Chile en sus comienzos, pasando por mercados de oferta de precio centralizados del tipo existente en Nueva Inglaterra, el Inicial de Inglaterra y Gales y Colombia, hasta llegar a mercados descentralizados del tipo existente en California y Escandinavia. Cada modelo tiene sus ventajas y desventajas y la suerte que han tenido ha sido igualmente muy variada, existiendo todavía una gran controversia sobre su conveniencia relativa.

Las razones detrás de la adopción de cada arquitectura son muchas: la historia del sector, las instituciones, la coyuntura en que se diseñaron y aspectos idiosincráticos de cada país, entre otros. Lo que es un hecho es que todos se enfrentan al problema especial que ofrece la electricidad, que la diferencia de los mercados de bienes corrientes. Este problema, como es bien conocido, se refiere al hecho de que los mercados mayoristas de electricidad son imperfectamente competitivos (las plantas tienen escala mínima). Los participantes tienen, además, dificultades para cubrir sus riesgos porque la electricidad no se puede almacenar. Los participantes en un mercado pueden inyectar o extraer electricidad en puntos específicos de la red de transmisión. Estos privilegios traen consigo la obligación de cumplir reglas técnicas para preservar la integridad y desempeño del sistema. Las decisiones individuales de generadores y consumidores pueden afectar el funcionamiento de todo el sistema. Ese problema sería menor si no fuera porque el valor

¹ Ver Benavides, J. 2007. "Precios, inversión y economía política de la energía eléctrica." *Revista de Ingeniería Uniantes* 25: pp. 122-131.

de la demanda excede, de lejos, el costo de producción. Las variaciones permanentes en demanda y oferta hacen que no sea factible organizar un mercado eficiente y totalmente descentralizado en cada instante. Esto impone esfuerzos gigantescos a un operador de sistema, que debe velar porque exista un balance permanente en el sistema de transmisión. El viejo dilema de “precios versus cantidades” se resuelve en este horizonte de tiempo por delegación a ese operador del sistema.

El monopolio del operador del sistema sobre el funcionamiento del mercado es otra de las formas que lo hacen imperfectamente competitivo. Las bolsas eléctricas (que en realidad son un mercado del día siguiente) nunca alcanzan a reflejar las contingencias reales. Es decir, los precios no contienen toda la información que contienen en mercados estrictamente competitivos y que guía, así, el proceso de toma de decisiones de todos los agentes. El alcance del operador del sistema se extiende sobre períodos de tiempo largos para administrar recursos escasos sin precio y adelantar labores de coordinación.

Los modelos de asignación centralizada compilan información sobre la demanda total del sistema, sobre las condiciones de la red, la disponibilidad y los costos de producción de cada unidad generadora. Con esta información determinan, para un período de tiempo suficientemente corto (usualmente 1 hora), cuales unidades producen y cuanto produce cada una, de forma que se minimice el costo total de suministrar la demanda durante este período.

Los modelos de mercado vienen en dos grandes variedades. Los modelos por declaración de costos (bolsas) buscan la minimización de costos para atender la demanda total de un sistema, usando el mecanismo centralizado descrito en el párrafo anterior, pero convirtiéndolo en una subasta. Se pide a cada productor que declare las cantidades y los costos de producción por unidad producida (a determinadas horas del día). En el caso de las plantas térmicas, los costos de producción están asociados a los costos del combustible y en el caso de las plantas hidráulicas, los precios deben reflejar el costo de oportunidad del agua. Con esas declaraciones, el operador del sistema construye una curva de oferta, ordenando los recursos de manera ascendente de precios (por “mérito”).

El precio correspondiente al cruce de la curva de oferta con la cantidad demandada (una línea vertical, en caso de que no haya participación activa de los consumidores) es el precio de bolsa que se paga de manera uniforme a las cantidades producidas por período.

Una segunda variedad de modelos de mercado se organiza alrededor de negociaciones bilaterales sin que medie una asignación centralizada de precios y cantidades para todo el sistema. Esos modelos necesitan mucha coordinación y juegan un papel fundamental los intermediarios y las plataformas de información y transacción que facilitan la negociación continua de instrumentos bilaterales de compra, venta y cobertura para distintos plazos.

Existen *trade-offs* entre las arquitecturas centralizadas (como por ejemplo las de Nueva Inglaterra, Gran Bretaña en su decisión inicial y Colombia) y las descentralizadas (California y Escandinavia). La minimización de costos en cualquier arquitectura es difícil sin que existan incentivos a remunerar los costos totales asociados a la generación, la preservación de la integridad del sistema y la sostenibilidad de la oferta. Las arquitecturas centralizadas funcionan mejor cuando hay numerosos generadores y se da una remuneración realista a los servicios complementarios y a las contingencias por fuera del esquema de formación de precios de corto plazo. Sin embargo, allí no se acomodan con facilidad las dependencias entre diferentes períodos que aparecen a raíz de los costos de arranque y parada de las generadoras térmicas.

Las arquitecturas descentralizadas, en las cuales no hay coordinación explícita entre las transacciones de diferentes servicios de red, sufren del problema de la poca profundidad de cada tipo de contrato ofrecido y de los débiles lazos entre los valores de cada producto. La descentralización es posible si se acepta (culturalmente, por parte de los consumidores) la adaptación frecuente de precios y cantidades consumidas y los mercados son suficientemente grandes como para que las imperfecciones de mercado y congestión de red sean episódicas. Hay que anotar que esos mecanismos descentralizados son vulnerables a la manipulación de agentes estratégicos que pueden abusar de los

vacíos y debilidades de coordinación, tal como sucedió en el mercado de California a comienzos de la presente década.

Los tres modelos pueden fracasar en la búsqueda de la eficiencia. Cuando el mercado es altamente concentrado es difícil lograr una reducción significativa de los precios. Por ello, a pesar de que siempre es posible morigerar el ejercicio de poder de mercado como se indica en el capítulo 9, esta es una tarea dispendiosa y controvertida y, sobretodo, se vuelve muy complicado tipificar esa conducta.

Colombia eligió una arquitectura centralizada, en parte porque los consultores que ayudaron a su diseño eran británicos y, en parte, por la fuerte tradición de gestión de sistemas eléctricos que existía en ISA. La elección de esa arquitectura era sin duda la mejor decisión posible en su momento. La gran diferencia con el mercado británico es el predominio de la generación hidráulica en Colombia, muy heterogénea en tamaño de plantas y capacidad de almacenamiento. El aprendizaje sobre cómo cotizar en bolsa tomó seguramente más tiempo del que se hubiera dado con un parque de generación puramente térmico (en el cual los costos de producción son tangibles). Para guiarse en su comportamiento, muchas empresas usaron modelos de optimización de alta complejidad para todo el sistema de generación, que arrojaban recomendaciones paradójicas. En particular, los modelos predijeron que la bolsa nunca presentaría niveles de precios remunerativos en el largo plazo, como si los participantes en el mercado fueran simplemente minimizadores de costos sin objetivos comerciales. En parte, esas situaciones precipitaron la introducción de un instrumento de cobertura de riesgo (cargo por capacidad), que muchos generadores interpretaron erróneamente como un aumento generalizado al precio de bolsa, cuando los pagos recibidos por los generadores por tal concepto representaban una prima por los valores que no recibirían ante la imposibilidad política de efectuar racionamiento por cantidades.

A pesar de las dificultades iniciales, los generadores fueron logrando un nivel de refinamiento en sus decisiones de cuanto vender en contratos y cuanto dejar descubierto al riesgo de precio de bolsa, además de definir el perfil diario y mensual de

comportamiento en el mercado. Subsisten dificultades en el uso de la arquitectura centralizada, complicadas por las idiosincrasias (restricciones de red, generación que no se puede inyectar, costos de arranque y parada), la ausencia de instrumentos líquidos de cobertura y la ausencia de una presencia más agresiva del lado de la demanda.

Los usuarios se preguntan igualmente si un modelo basado en despacho automático, como en Brasil, no es más eficiente en la fijación de precios que un modelo con base en ofertas de precios como el colombiano. Los modelos de despacho automático son complejos, tienen poca transparencia y requieren valoraciones implícitas o explícitas para estimar sus parámetros. Miran hacia atrás (datos históricos), lo que les impide utilizar información adicional potencialmente importante y tal vez más precisa sobre incertidumbre y riesgos, creencias y actitudes de los participantes en el mercado. Las ofertas resumen la información de los participantes, técnica y económica, incluyendo creencias y actitudes. El descubrimiento de precios basado en el mercado reduce los errores no sistémicos: promediando las ofertas y los agentes mejor informados marginando.

Los problemas recientes experimentados por el modelo del Brasil, cuando se tuvieron precios incompatibles con el nivel de los embalses que obligaron al vigilante a ordenar una operación diferente a la indicada por el modelo, dieron lugar a una profunda reflexión. Los informes de Wolak² y Von der Fehr³ ponen en relieve las ventajas de introducir un sistema de ofertas de precios en el Brasil. No obstante, ante los cambios que ello implicaría, las autoridades decidieron tratar de encontrar un modelo hidrológico que remediara los síntomas.

El modelo descentralizado, con transacciones bilaterales, multitud de productos (derechos de transmisión, derivados de cobertura del margen entre costos de producción y precios de venta, etc.) y complejidades adicionales (precios nodales) corresponde a un mercado

² Wolak Frank. 2008. Options for Short-Term Price Determination in the Brazilian Wholesale Electricity Market: Report Prepared for Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

³ Von Der Fehr, Nils. 2008. Spot- Price formation in the Brazilian Power Market. Review, Comparison and Analysis. Report Prepared for Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

compuesto por actores con tolerancia por el riesgo, familiaridad con el uso de los mercados financieros o de bienes básicos y plataformas computacionales costosas para disminuir los altos costos de coordinación.

El modelo de despacho centralizado con ofertas competitivas aprovecha las habilidades concentradas en su momento en ISA. Adicionalmente, en Colombia existía un número plural de generadores. Por tanto, elegir la arquitectura centralizada era la decisión más apropiada en su momento. Esta elección tiene varias consecuencias que hay que aprender a manejar con buen juicio y simplicidad regulatoria. El sistema colombiano es predominantemente hidráulico, dificultando la predicción del comportamiento competitivo de las plantas, pues el costo de oportunidad del agua que debe cotizarse en bolsa es una cantidad compleja de estimar, a diferencia de los sistemas centralizados basados en los costos térmicos, que son mucho más tangibles. Además, la mayoría de plantas tienen embalses de capacidad de almacenamiento inferior a la estación húmeda, por lo que los precios de bolsa son pro-cíclicos con los aportes de agua y amplifican su volatilidad.

Los fenómenos climáticos como El Niño hacen que los precios tengan ciclos multi-
anuales. Durante varios años es probable que el precio promedio anual sea inferior al promedio de largo plazo. Esto dificulta la vida financiera de las firmas, especialmente en la consecución de deuda. El cargo por capacidad original tuvo la intención de pagar anticipada y homogéneamente en el tiempo una fracción de los ingresos esperados en los años de sequía a los generadores que pudieran, en principio, entregar energía en momentos de sequía. Este mecanismo financiero no era un aumento generalizado del precio promedio de bolsa, aunque así lo sugiriera la regla de cotización, porque por motivos políticos existía un techo implícito igual al “costo de racionamiento”. Asumiendo racionalidad económica de los productores, no se consideró necesario imponer obligaciones de entregar energía: el mecanismo era compatible con los incentivos de vender al máximo durante los eventos de escasez.

Este mecanismo simple tenía problemas de implantación (era asignado por el regulador de manera centralizada e inestable año a año). Su modificación posterior para incluir una hidrología seca muy extrema (que no atiende a la naturaleza del proceso estocástico de las hidrologías) es un ejemplo de las dificultades de la regulación. La sustitución del anterior cargo por capacidad por un mecanismo de subasta para otorgar un cargo por confiabilidad igual a la prima de la opción por generar energía firme (i) resuelve problemas de definición del producto (ahora se compete por suministrar “energía firme”, antes se asignaba por potencia en condiciones de sequía); (ii) introduce competencia por servir tal energía firme al menor costo posible; y (iii) introduce una señal positiva para incentivar la introducción de nueva capacidad. Sin embargo, esas mejoras de consistencia tienen algunos costos como se discute en otras partes de este documento.

El mecanismo competitivo centralizado puede proyectar los cambios de las variables fundamentales con las volatilidades adicionales provenientes de la discontinuidad de la función de oferta agregada (escalonada y no continua) y de las restricciones de la red de transmisión. Este mecanismo debe, por simplicidad, apelar a la remuneración, por fuera de la bolsa, de servicios valiosos como la regulación de frecuencia, de la cual depende la estabilidad del sistema eléctrico, las generaciones restringidas y los costos de arranque y parada de plantas térmicas. Para lograr esos resultados se deben usar reglas sencillas y compatibles con la racionalidad financiera de los productores. Es decir, debe pagar lo suficiente para que su tasa de retorno no se reduzca. No es juicioso retornar a los métodos de optimización que usaron los ingenieros hace décadas, lo que sólo lograría hacer más opaca la formación de precios de bolsa y generar pugnas redistributivas entre agentes.

La iliquidez del mercado de contratos no es atribuible a la arquitectura del mercado sino, en primer término, a la heterogeneidad de la calidad crediticia de las contrapartes (que induce competencia por descremar a los mejores clientes). Los generadores pueden usar los contratos bilaterales para protegerse del riesgo de contraparte y en esas condiciones no ven necesidad fuerte de buscar contratos estandarizados. La aparición de un mercado competido de comercializadores puros podría acelerar el descubrimiento de la prima óptima entre precios promedio de bolsa y precios promedio de contratos según plazo,

reduciendo las posibilidades de arbitraje. La creación de un mercado de contratos, como se repite a lo largo de este estudio, será una de los principales aportes a la competitividad del mercado colombiano. Para que este mercado sea funcional, debe crearse un mecanismo para eliminar el riesgo de contraparte, con lo que se eliminan los costos de transacción por encontrar los buenos clientes.

Es importante mencionar que, ante la ausencia de ejecutorias en el momento de su creación, la arquitectura nueva no era suficientemente creíble y por ello algunas adiciones de capacidad se efectuaron por fuera del esquema, usando “cuerdos de compra de energía” o *Power Purchase Agreements* (PPAs). Ellos buscan asegurar, con independencia de cualquier precio de bolsa y del nivel de despacho de la planta, unos pagos fijos para cubrir el costo del capital. Los pagos por nivel de producción se hacen de acuerdo a precios unitarios que traspasan todo el riesgo de precios de compra de los insumos al comprador. Estos contratos de largo plazo tienden a desadaptarse fácilmente, pues después de un tiempo se puede descubrir que el precio superior del PPA sobredimensiona sistemáticamente el precio promedio de bolsa más la prima de riesgo comercial y riesgo país, como sucedió efectivamente en los PPA de Termopaipa (para poner un ejemplo). En Colombia, los PPAs comenzaron con la entrada de Flores I (100 + 50 MW en 1993 y 1994), seguidos por TEBSA (750 MW, 1996), Dorada (50 MW, 1997), Termovalle (148 MW, 1998) y finalmente T. Emcali (220 MW, 1999) y Paipa IV (150 MW, 1999). Los intentos por desactivar los PPAs son difíciles porque tienen garantía de la nación y su ruptura castigaría la calificación de riesgo país. El único remedio factible (recompra de los contratos) es usualmente muy costoso y no se ensayó en Colombia. El uso de PPAs fue un costo de transición al nuevo esquema que era difícil de evadir, pero son un instrumento que ya no tiene sentido para ingresar al mercado colombiano, por su inflexibilidad y tendencia a la desadaptación.

3.3. Precios de bolsa: adaptación de precios, inversión y contenido informativo

Las tarifas planas al consumidor final siguen siendo dominantes y son un problema central para el desempeño de los mercados eléctricos. Las tarifas planas independientes

de la hora del día y de la localización en la red no promueven el traslado del consumo a horas con precios inferiores o la localización de la industria para minimizar el costo de generación distante a los centros de consumo.

Vickrey afirmaba correctamente que los precios altos aumentan el bienestar cuando hay exceso de demanda. El precio *spot* es el concepto central de los servicios cuyo costo y valor cambian en cada instante del tiempo. En principio, el precio *spot* elimina los racionamientos por cantidades al balancear instantáneamente la generación y el consumo. La implantación de mercado del precio *spot* está ligada a costos de transacción (telecomunicaciones, medición y elementos de conexión y reconexión) y en la práctica son los grandes consumidores los que pueden capitalizar los beneficios netos de la adaptación en tiempo real.

Existe una amplia gama de sustitutos imperfectos del precio *spot*, conocidos como esquemas de servicio interrumpible, que son de gran utilidad para la industria y el comercio. Algunas de las alternativas ensayadas en otros países son la desconexión voluntaria preprogramada de segmentos de consumo en períodos de máxima demanda; la desconexión contratada con los generadores a cambio de descuentos en precios; el servicio de distintos segmentos de carga, priorizado por confiabilidad; racionamiento contingente por cantidades predefinidas; y el uso de derivados. La ventaja del esquema de servicio priorizado es que permite la revelación de la disposición a pagar por diferentes niveles de confiabilidad mediante la auto-selección de alternativas de precio y calidad.

El cambio tecnológico en comunicaciones permitirá que un número creciente de consumidores participe activamente en el mercado en pie de igualdad con los generadores, con esquemas innovadores de ajuste a los precios, reduciendo el campo de acción de la comercialización convencional.

Es importante para el presente estudio plantear que la tentación de introducir controles de precios frena la velocidad de la inversión en generación y perjudica a los consumidores, y a la confiabilidad del sistema, en el mediano y largo plazo. Cuando la inversión es

irreversible, hay incertidumbre y se imponen techos de precios, las firmas esperan para observar una mayor presión de la demanda antes de actuar. *El efecto del techo de precios sobre el precio promedio de largo plazo es aumentarlo en comparación con el promedio del precio de mercado libre.* En su defecto, la única alternativa es un racionamiento importante de la demanda que se vuelve persistente en el tiempo.

La dinámica de la competencia en una industria con inversión irreversible y sometida a incertidumbre permanente es tener episodios durante los cuales el precio está por encima del precio promedio de largo plazo o por debajo del precio promedio variable. Esos episodios son consistentes con la existencia de un mercado competitivo, puesto que existe una inercia óptima necesaria para invertir o desinvertir en presencia de precios inciertos. Los ejemplos en otras industrias de bienes básicos (como el cobre) muestran que *es posible que el precio de mercado permanezca la mayor parte del tiempo* por fuera del rango definido por el precio promedio de largo plazo y el precio promedio variable. Para analizar el desempeño competitivo de un mercado con choques e inversión irreversible hay que examinar series de tiempo por varios años, de forma que sea posible estimar razonablemente la presencia de retornos extraordinarios (i.e. precios por encima de su valor “competitivo”) por largos períodos de tiempo.

Autores como Dixit y Pindyck (1994) insisten en que sólo con este tipo de análisis se pueden detectar desviaciones genuinas de la competencia. En un mercado fundamentalmente hidroeléctrico sujeto a choques multianuales, como el fenómeno de El Niño, este tipo de análisis de largo plazo es de aún mayor relevancia puesto que la mayor parte del tiempo los precios *spot* pueden ser muy bajos y es natural que suban por encima del promedio de largo plazo durante los eventos de escasez.

Un mercado de generación puede agregar información dispersa y útil para inversionistas, operadores y consumidores si los precios señalizan claramente los cambios en los *fundamentos*. Por *fundamentos* del mercado entendemos aquellos factores que afectarían el precio de la electricidad debido a la incidencia directa que tienen en el costo directo o de oportunidad. Entre ellos, los más importantes son los relativos a los insumos (por

ejemplo, combustibles), la relativa abundancia o escasez de la hidrología y/o el gas natural, la relación oferta demanda (i.e. el “margen de reserva”) y la tasa de cambio, que afecta el precio de los insumos. Los precios se ven afectados también por otros factores, denominados *idiosincrasias* o factores específicos en este trabajo, tales como el estado de la red (que incide en el costo de las restricciones y la adición de nuevas líneas de transmisión). También, la regulación puede impactar de manera importante la formación de precios al introducir incentivos o cambiar aquellos existentes. Un ejemplo de esto es el cargo por confiabilidad que cambió sustancialmente los incentivos en generación.

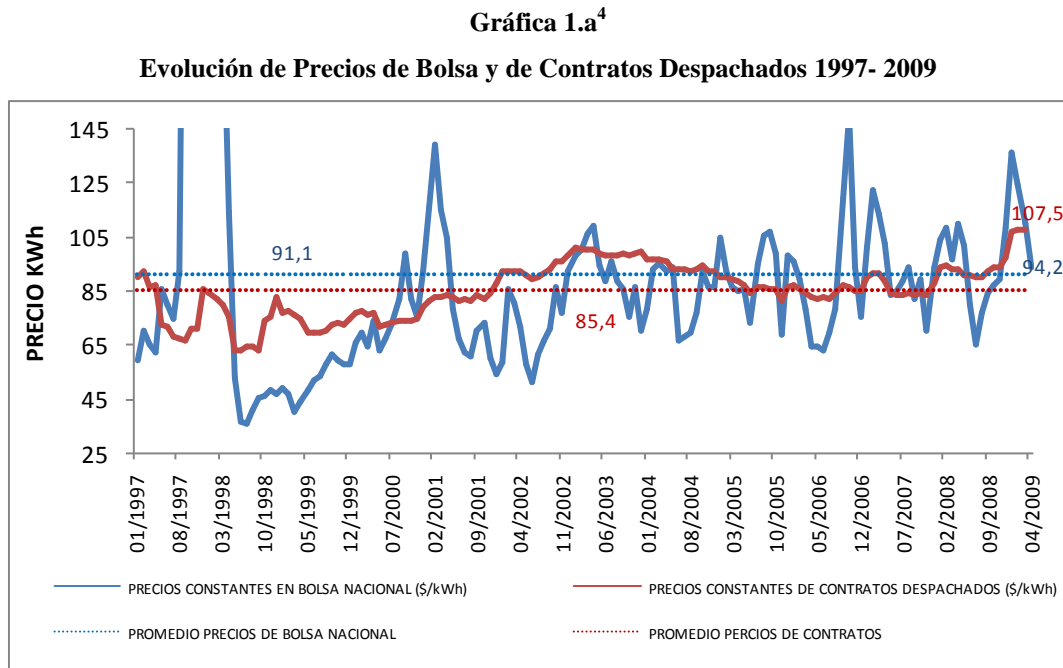
Una bolsa con declaraciones de costos variables cumple razonablemente bien el papel de agregar información sobre los fundamentos, pero lo hace menos bien durante los eventos de abundancia hidrológica (durante los cuales la información privada de los generadores térmicos acerca de sus costos puede pasar inadvertida y obliga a formar expectativas de precios futuros con base en información externa al mercado).

La riqueza informativa de la señal de precios no aumenta al restringir su publicidad. Por el contrario, con información restringida, aumenta la probabilidad de que se exacerben (o que surjan) dos tipos de comportamiento en generadores que dan un peso cada vez menor a su información privada al decidir su estrategia de cotización. El primer tipo de comportamiento es el de tipo “*noise trader*”, que es un agente sin acceso a información interna al mercado y que responde al “ruido” de la señal de precios como si fuera información que le da una ventaja en el mercado. Como resultado de ese comportamiento, la señal se puede volver errática y por tanto, los precios pueden diferir de sus valores fundamentales. El segundo tipo de comportamiento se da cuando un agente percibe que su nivel informativo es inferior al de otros agentes “mejor informados”, decide ignorar su información y copiar el comportamiento de los mejor informados, pudiendo llegar a crearse un comportamiento de horda, que puede fácilmente confundirse con ejercicio de poder de mercado. Nótese, sin embargo, que este comportamiento de horda también puede llegar a darse por excesivo conocimiento y repetición entre los agentes del mercado, como pasa en Colombia. La señal de precios pierde información y el resultado puede ser muy ineficiente. Este tipo de situaciones parecen haber ocurrido

durante un tiempo limitado durante el primer año de funcionamiento del mercado en Colombia, durante el cual algunos agentes aprendieron a cotizar por prueba y error o prefirieron seguir el comportamiento de agentes a que consideraban mejor informados y preparados.

3.4. Los precios en el Mercado de Energía Mayorista y sus determinantes en 1997-2009: lo que dice la evidencia

Se ilustra la evolución de precios de bolsa y contratos en el período en el que se dispone de información y se hace un esfuerzo grande por identificar los determinantes y cuantificar su impacto de manera preliminar. La Gráfica 1.a muestra la evolución de los precios promedio mensuales de bolsa y de contratos en el mercado eléctrico colombiano desde 1997 hasta abril 2009.



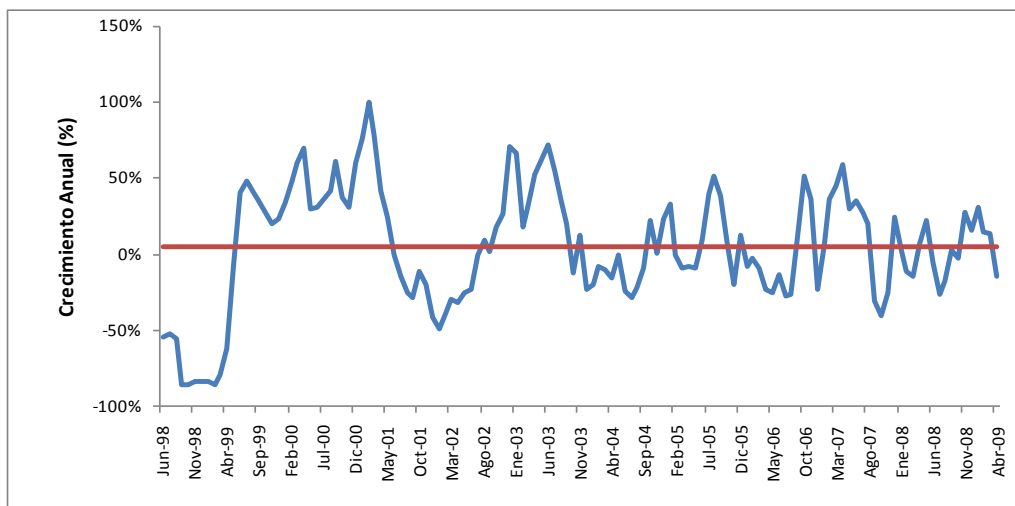
Fuente: XM

Cinco aspectos saltan a la vista inmediatamente de la gráfica. Primero, es claro que, para todo el período, ninguna de las series muestra una tendencia detectable, ni al alza ni a la

⁴ Las gráficas de éste capítulo contienen precios constantes a abril de 2009

baja (este resultado es cierto usando como deflactor tanto el IPC, como el IPP). Segundo, se observa una volatilidad grande en los precios de bolsa y menor en contratos, reflejando la dinámica del mercado y la evolución de múltiples factores que los afectan. Tercero, esa volatilidad parece incrementarse en el período 2006-2009. Cuarto, han existido períodos de precios muy por debajo del promedio (1998-2003), que reflejaron, como se verá más adelante, la evolución de los fundamentales. Finalmente, en el último año es clara la presencia de un crecimiento importante de los precios, especialmente los de los contratos (esa misma tendencia parece revertirse en los últimos meses en los de bolsa), ubicándolos la mayoría del tiempo por encima del promedio. La Gráfica 1.b indica que la variación interanual del precio de bolsa es igualmente volátil independientemente del mes de referencia, y esa variación tiende a ser menor en los últimos meses. Por lo demás, en esa gráfica se confirman las anteriores conclusiones, indicando que ellas no son un resultado del azar o del período de referencia que se escogió (es decir, en la 1b se comparan las variaciones para todos los meses, manteniendo las conclusiones).

Gráfica 1.b
Variación Interanual del Precio de Bolsa 1998 - 2009



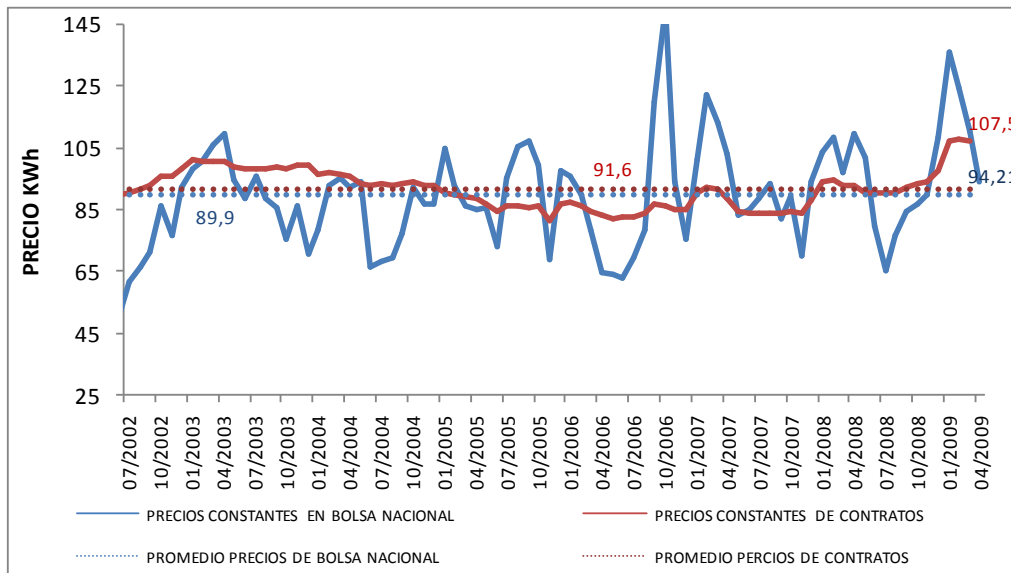
Fuente: XM

La Gráfica 1.c muestra que la dispersión permanece igual si se cambia el inicio del período, dejando de lado los años del Niño (1997-1998). En este caso es notable que, en el promedio, los precios de bolsa y de contratos son bastante similares, siendo

ligeramente superiores los de contratos como lo indica la teoría. La volatilidad, calculada como la desviación estándar de la distribución de los rendimientos del precio de bolsa promedio diario con horizonte temporal de 30 días, se muestra en la Gráfica 1.d y la de los precios diarios liquidados de contratos en la Gráfica 1.f. Allí puede verse que la mayor volatilidad observada en el precio de bolsa ocurrió en el segundo semestre de 2008, fecha que coincide con la introducción del cargo por confiabilidad. La volatilidad en precios de contratos liquidados presenta aumentos periódicos en los principios de año, con excepción de 2006, cuando se observó alta volatilidad en todos los meses, alcanzando su máximo valor a partir de agosto.

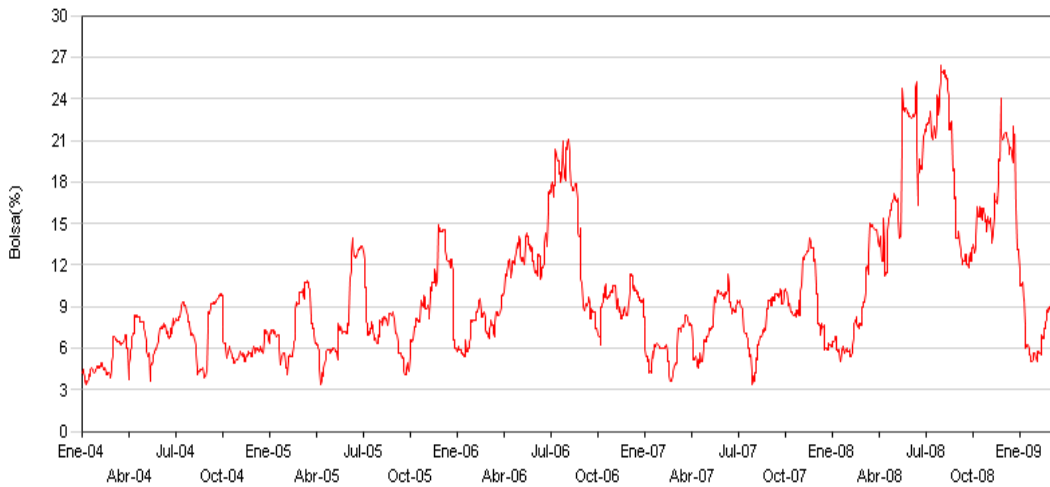
Gráfica 1.c

Evolución de Precios de Bolsa y de Contratos Despachados 2002- 2009



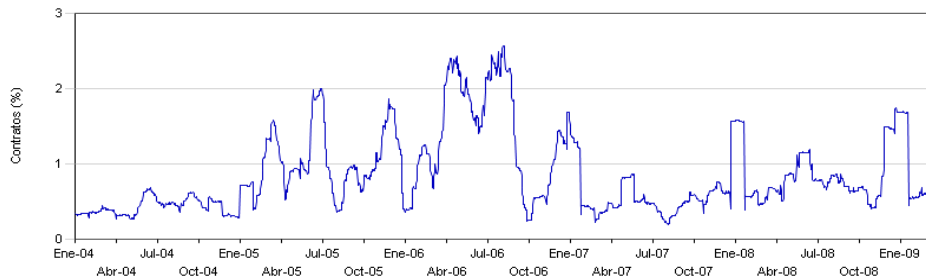
Fuente: XM

Gráfica 1.d
Volatilidad de precios de Bolsa 2004 - 2009



Fuente: CND informe de abril 2009

Gráfica 1.f
Volatilidad del Precio de Contratos 2004 - 2009

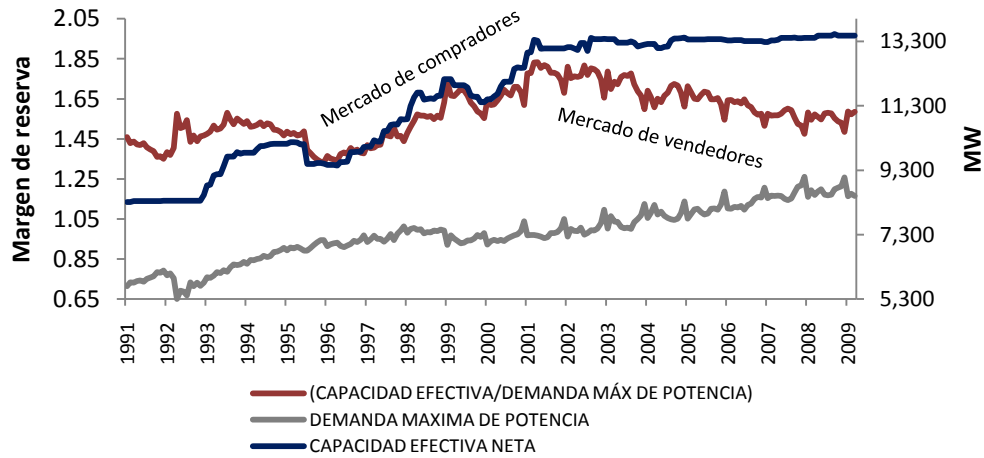


Fuente: CND informe de abril 2009

Los determinantes de los precios de bolsa y de contratos son numerosos y su impacto depende del conjunto total de circunstancias porque interactúan entre ellos. Las Gráficas 2 a 5 ilustran la evolución de los precios, junto a la de dos importantes determinantes: el margen de reserva (medido como la relación entre capacidad neta y demanda máxima) y la hidrología. La Gráfica 2 indica que a partir de 2002 la capacidad neta del sistema ha permanecido relativamente constante y el margen de reserva se ha disminuido en forma continua debido al incremento de la demanda máxima. Es decir, la demanda ha crecido ininterrumpidamente, en presencia de una oferta constante desde 2004, apretando el mercado y convirtiéndolo, como se dijo, en uno de vendedores.

Gráfica 2

Evolución del Margen de Reserva la demanda máxima y capacidad 1991 - 2009

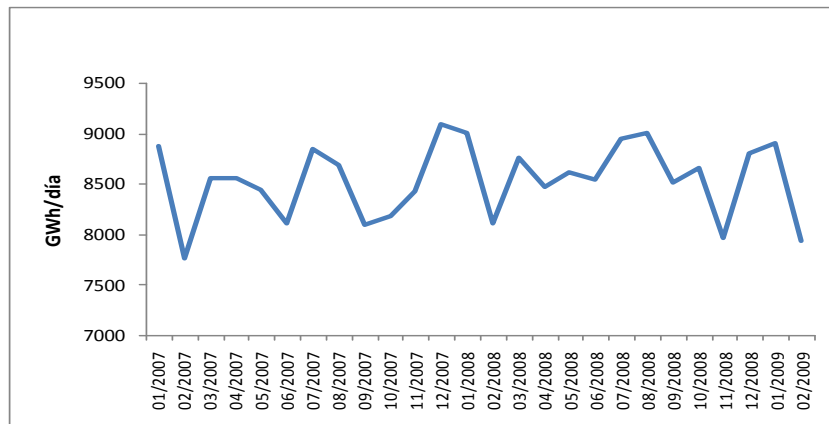


Fuente: XM

Aunque pudiera afirmarse, con razón, que es más importante la disponibilidad comercial que la capacidad neta, al nivel mensual los datos disponibles de la disponibilidad comercial, Gráfica 3, no parecieran añadir una tendencia a la observada en la capacidad neta.

Gráfica 3

Disponibilidad Comercial 2007 - 2009

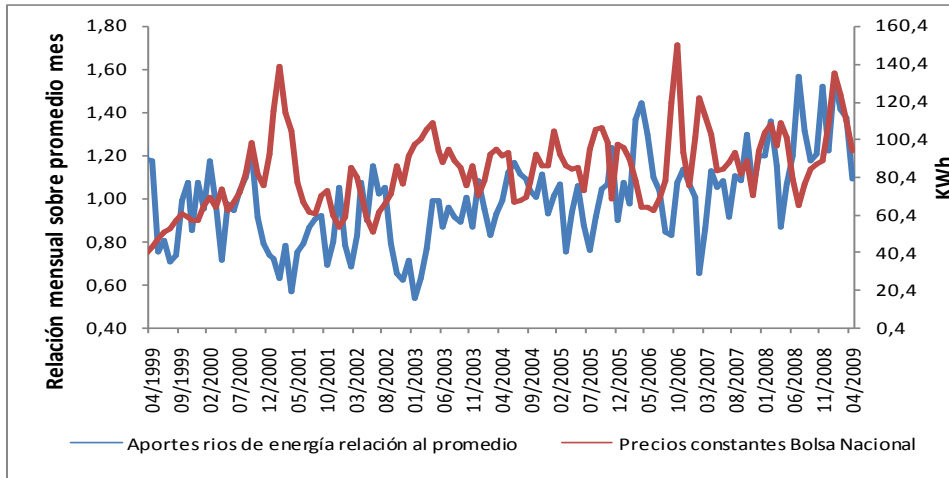


Fuente: XM

La Gráfica 4 muestra la forma como los veranos han coincidido con precios altos de bolsa y los inviernos con precios bajos. Sin embargo, es claro también que los períodos

de transición y, particularmente el año 2008, muestran comportamientos más erráticos y que parecen contradecir la afirmación general que se acaba de hacer.

Gráfica 4
Evolución de la hidrología 1999 - 2009



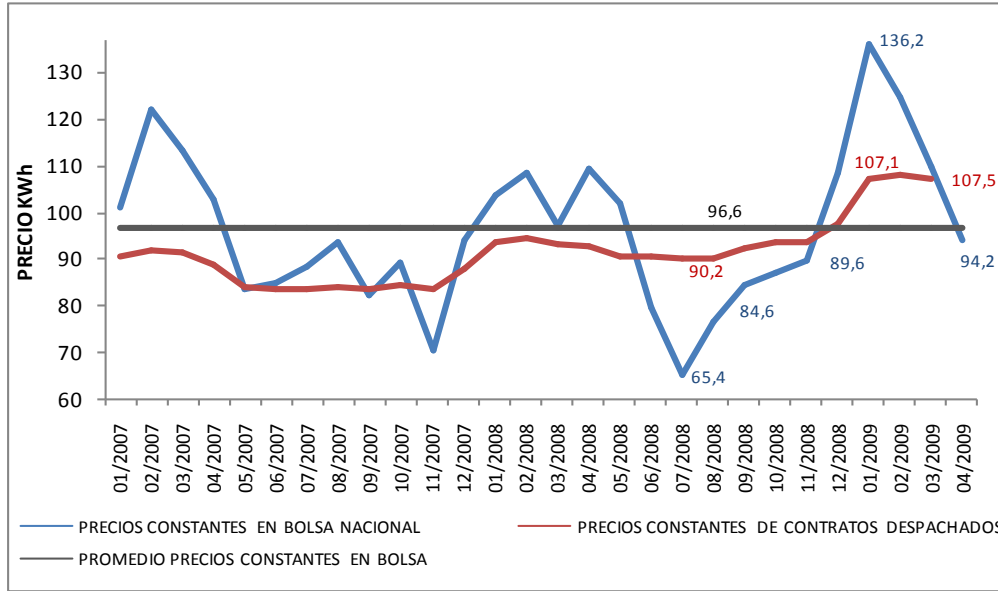
Fuente: XM

Los dos indicadores discutidos sugieren que un margen de reserva decreciente debería reflejar un incremento de precios y una mayor abundancia de agua una disminución. Debido a la aparente anomalía observada durante los últimos años, que muestran alzas coincidiendo con hidrologías especialmente húmedas, el análisis siguiente se concentra en el período a partir de 2007.

La Gráfica 5 es una ampliación de la Gráfica 1.a mostrando solamente el último período. Indica que a partir de enero de 2007 y hasta 2008 el promedio de los precios de Bolsa estuvo por encima de los precios de contratos. A partir de ese momento, si bien ambos precios muestran un salto importante, los precios de contratos superan a los precios de Bolsa. También muestran un incremento muy importante (100%) de los precios de bolsa entre Julio de 2008 y Enero de 2009, que después se corrigió parcialmente. Durante ese mismo período los precios de contratos se incrementan cerca del 20%. Finalmente, al igual que la gráfica del período completo, en esta no se puede detectar ninguna tendencia en los precios de bolsa que abarque 2007-2009. Los contratos, por el contrario, si cambiaron de nivel desde, aproximadamente, Noviembre de 2007.

Gráfica 5

**Evolución de Precios de Bolsa y de Contratos Despachados a precios constantes de abril 2009
2007 - 2009**



Fuente: XM

Los consumidores demandan una explicación a esos incrementos, particularmente en un momento en el que se producen vertimientos en los embalses originados en una hidrología húmeda. Varios factores pueden haber contribuido en mayor o menor grado a estas alzas y para efectos del análisis que sigue podemos clasificarlos en tres categorías: como debidos a cambios en los fundamentos del mercado, a variaciones en las idiosincrasias (incluyendo la intervención gubernamental) y a problemas en diseño o al ejercicio del poder de mercado por parte de los generadores. A continuación se discuten esas categorías.

3.5. Evolución de los fundamentos del mercado desde 2007

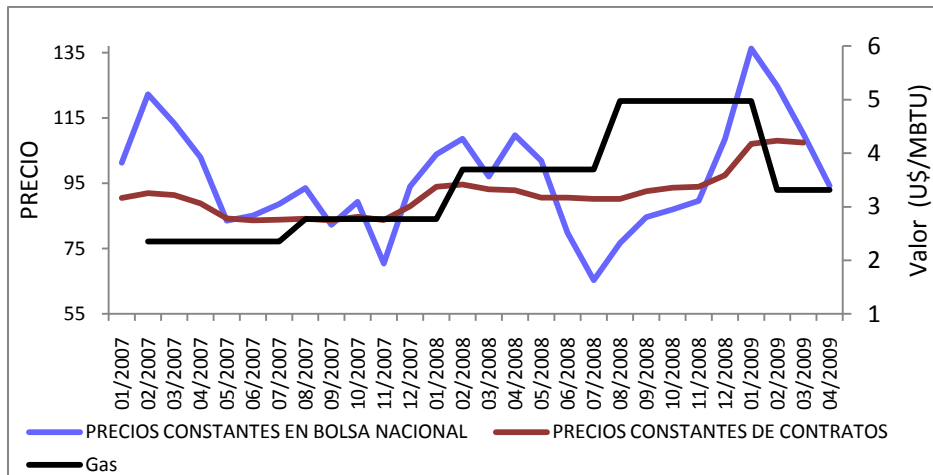
Demanda y margen de reserva

La demanda de energía creció 1.6% en 2008 y la de potencia máxima disminuyó 0.2% (entre octubre y diciembre los valores estuvieron por debajo de los mismos meses en 2007) y la capacidad efectiva neta no varió. Por otra parte, la disponibilidad promedio de las plantas fue el 89.4% de la capacidad neta, 0.8% más que en 2007. No obstante,

durante algunos días, particularmente al fin del año, la disponibilidad comercial fue baja como observan algunos críticos. En efecto, en Noviembre, debido a salidas no programadas, se puso en peligro la estabilidad del sistema en un par de días. La Gráfica 3 anteriormente presentada indica disponibilidades promedio mensuales bajas en dos períodos anuales, para los febreros y para Octubre o Noviembre, pero no se observan diferencias sustanciales en el año 2007-2008 (cuando ya operaba el nuevo cargo por confiabilidad), con respecto a los años anteriores. Como se anotó arriba, sin embargo, el margen de reserva disminuyó de manera importante en el período 2005-2009.

Precios de los combustibles

Gráfica 6.a
Evolución precio del Gas Natural en USD 2007 - 2009

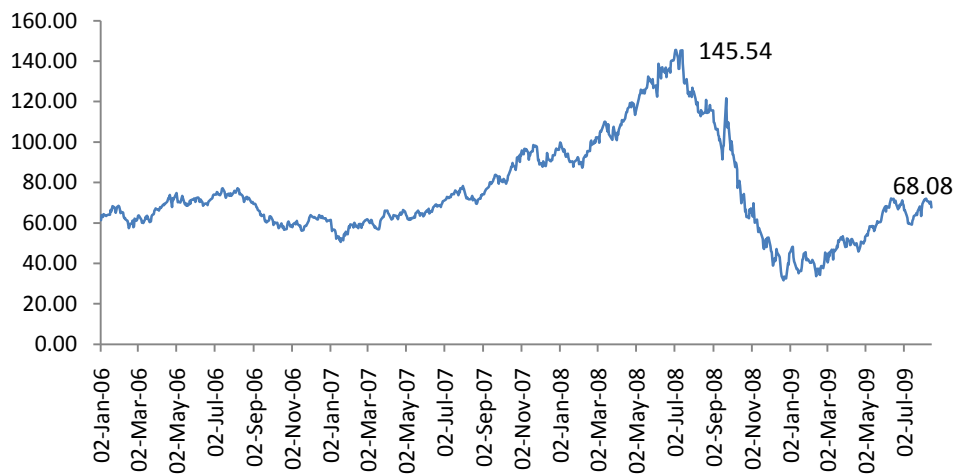


Fuente: XM – CREG

La Gráfica 6.a ilustra la evolución del precio del gas, en dólares, para el período 2006-2009, con los mismos precios mostrados en la gráfica 5. El año 2008 fue un año especialmente volátil para los precios del crudo, lo que afectó los precios de otros combustibles como el gas natural y el carbón y, por ende, el precio de bolsa, como se desprende muy claramente de la gráfica. El Precio de Escasez, que define el valor a el cual se hacen exigibles físicamente las entregas de los generadores que reciben el cargo por confiabilidad está indexado al valor del *New York Harbor, Residual Fuel Oil 1% Sulfur LP Spot Price CIF* del mes anterior. Igualmente, el precio del gas natural regulado

en la Guajira está indexado al cambio semestral de ese valor, de acuerdo con una fórmula. Como consecuencia de lo anterior, el precio del gas natural regulado en la Guajira subió un 80% entre Agosto de 2008 y Enero de 2009, en comparación con los precios vigentes en el segundo semestre de 2007. Así mismo, la Gráfica 6.b muestra la evolución del precio del petróleo para Colombia, que durante el año 2008 presentó un alza fuerte superando los US\$145 por barril.

Gráfica 6.b
Evolución precio del Petróleo en USD 2006 - 2009



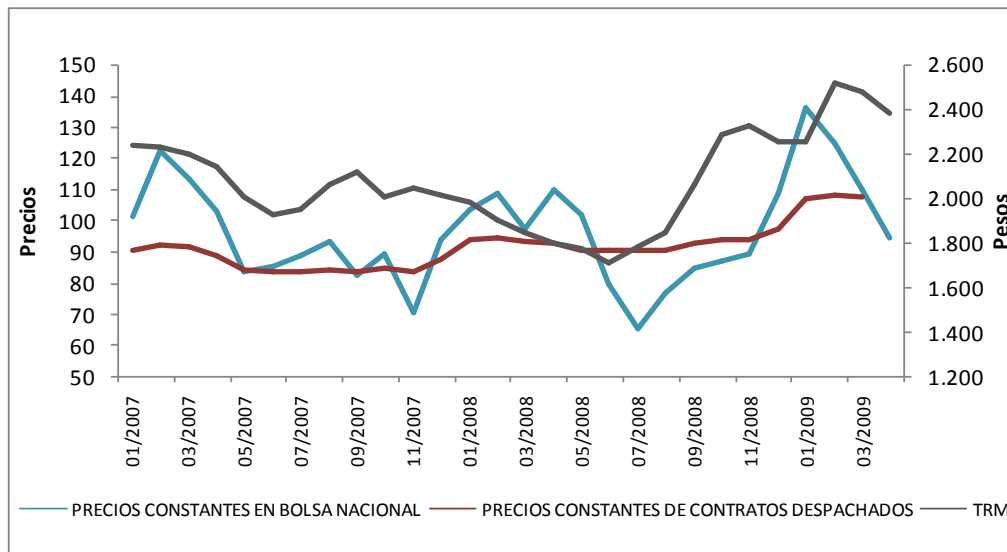
Fuente: Grupo Aval

Tasa de Cambio

La tasa de cambio afecta de manera diversa la formación del precio, debido a que varios factores, en adición a los ya mencionados precios del *Fuel Oil* y del Gas Natural, están denominados en dólares. De acuerdo a los generadores térmicos, un porcentaje elevado (más del 80%) de sus costos variables están denominados en esa moneda porque, además del combustible, pesan de manera especial los mantenimientos y repuestos, lo que exige una cobertura al riesgo de tasa de cambio. Adicionalmente, el Costo Equivalente Real de Energía (CERE), que es el valor del cargo por confiabilidad que se cobra a través de la bolsa y que, junto con el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas

no Interconectadas (FAZNI), constituye el piso de la bolsa, está igualmente denominado en dólares. Esos impactos de la tasa de cambio sobre los precios se pueden ver más que claramente en la Gráfica 7a, que muestra la evolución de la Tasa Representativa del Mercado (TRM) y los precios. Durante el segundo semestre de 2008 la tasa de cambio experimentó un alza de 26,3% con respecto a la tasa vigente en el mismo período de 2007, sustancialmente mayor que en el período de referencia, multiplicando así el efecto de los incrementos en los precios de los combustibles.

Gráfica 7.a
Evolución de la TRM vs. Precios de Bolsa y Contratos 2007 - 2009

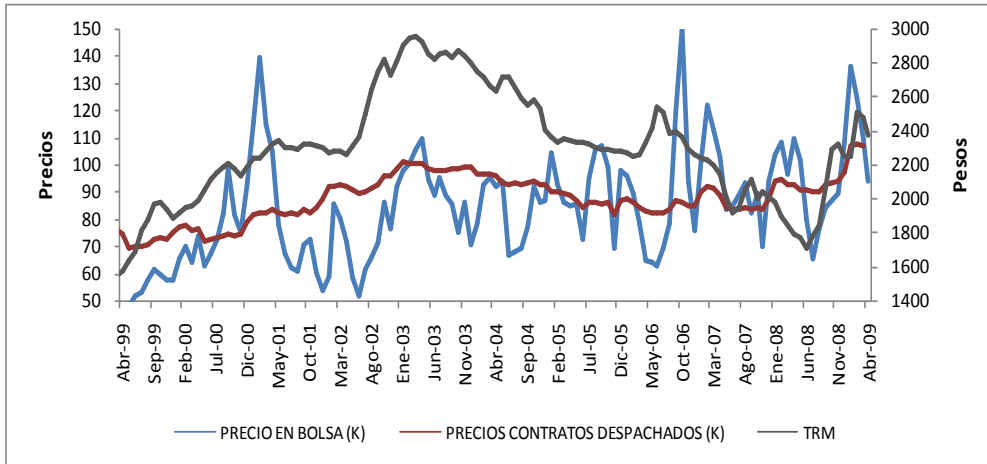


Fuente: XM - Banrep

La relación entre los precios de bolsa y la tasa de cambio, para el período comprendido entre el año 2007 y 2009, no es coincidencia pues, como claramente lo muestra la Gráfica 7b, la fuerte relación se mantiene cuando se analiza todo el período de referencia.

Gráfica 7.b

Evolución de la TRM vs. Precios de Bolsa y Contratos 1999 - 2009

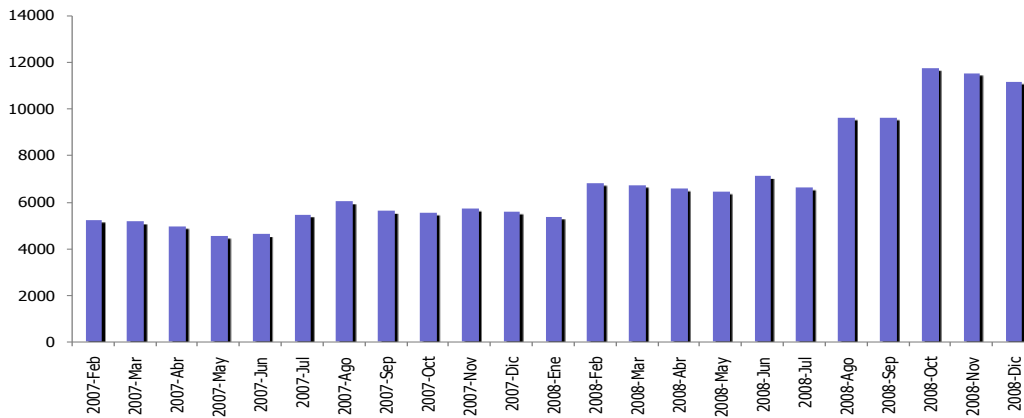


Fuente: XM - Banrep

Las Gráficas 8 y 9 y 10 muestran la evolución en pesos del precio del *Fuel Oil* y del precio de escasez, del precio del gas natural y del CERE, junto con la evolución de la TRM.

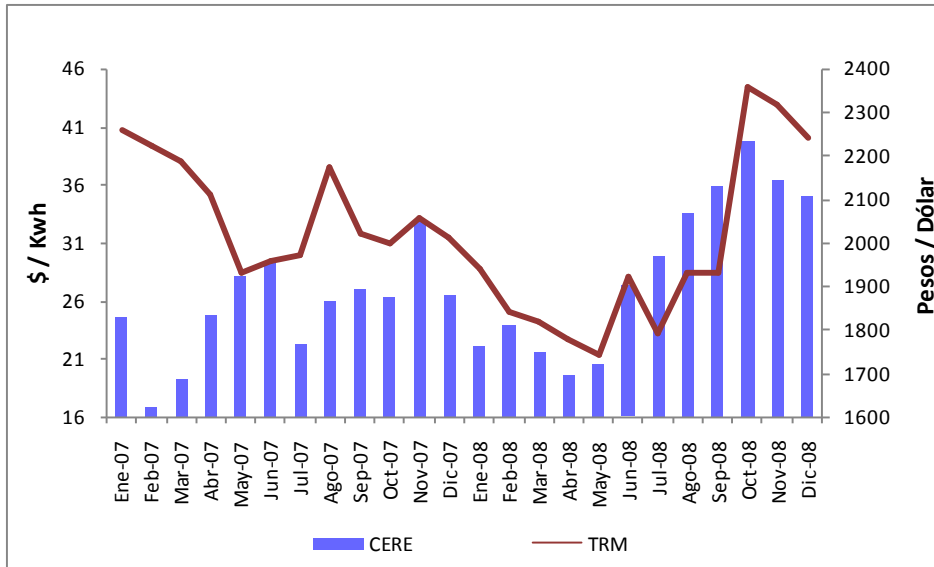
Gráfica 8

Evolución del Precio del Gas Natural en pesos 2007 - 2008



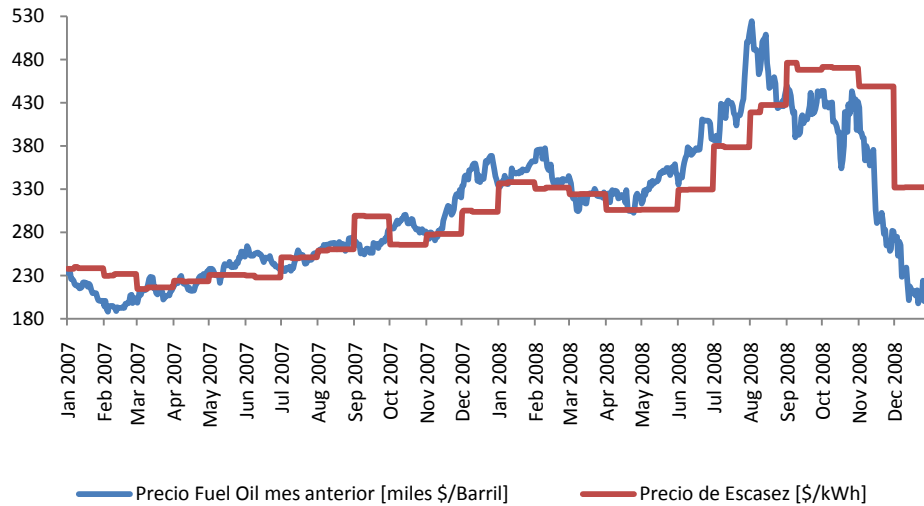
Fuente: XM

Gráfica 9
Evolución del CERE y la TRM 2007 - 2008



Fuente: XM

Gráfica 10
Evolución de la TRM y el Precio de escasez 2007 - 2008



Fuente: XM

Es claro que el precio del Gas Natural en pesos durante el segundo semestre de 2008 llegó a doblar el precio vigente en 2007. Igualmente, el CERE aumentó cerca de \$10 entre julio y octubre de 2008, en comparación con el valor observado en el año anterior, a

partir del cual empezó a bajar un poco. Es claro, entonces, que el alza de los precios de los combustibles, combinado con la evolución de la tasa de cambio contribuyó al alza de los precios en la bolsa en el segundo semestre de 2008 cuando los afectaron en forma directa e inmediata pero, igualmente, la volatilidad sin precedentes observada en los precios de los combustibles contribuyó a aumentar la incertidumbre sobre la evolución futura de los fundamentos del mercado afectando las expectativas de los participantes en el mercado y, por ende, el precio futuro (es decir, el precio de los contratos).

Como se concluyó, no existe una explicación sencilla que permita explicar las alzas recientes de los precios de la electricidad, en particular para los usuarios no regulados. Sin embargo, y como complemento del análisis gráfico, a continuación se presentan los resultados de las correlaciones existentes entre el precio de bolsa y las demás variables del sistema de información del mercado mayorista. Este ejercicio confirma los hallazgos que se acaban de describir.

La correlación es una aproximación inicial, sencilla, para entender la dirección y magnitud de la relación entre dos variables. El grado de correlación indica la dirección y el tamaño de la relación lineal entre ellas. Dado que la correlación se define como la relación entre la covarianza de las dos variables y el producto de las desviaciones estándar de cada una de ellas⁵, su valor fluctúa entre -1, 0 y 1. Si el signo es positivo (negativo) y cercano a uno (menos uno), se dice que la relación entre las dos variables es directa (inversa) y fuerte. Cuando el valor de la correlación es cercano a cero se está indicando que no existe una relación lineal entre las dos variables. Adicionalmente, para una mejor interpretación de los coeficientes de correlación, el valor del coeficiente elevado al cuadrado indica el cambio porcentual de una variable explicado por el cambio porcentual de la variable con la que está correlacionado. Por último, las correlaciones aquí reportadas son todas estadísticamente distintas de cero.

⁵ $Correlación_{precio\ de\ bolsa, variables\ MEM(i)} = \frac{covarianza\ (precio\ de\ bolsa, variable\ MEM(i))}{desviación\ estándar\ precio\ de\ bolsa * desviación\ estándar\ variable\ MEM(i)}$

Los valores que aparecen en el cuadro 1 corresponden a la correlación individual entre el precio de bolsa y la variable del MEM específica. La prueba de significancia estadística evalúa la hipótesis nula de que la correlación entre las dos variables es cero, un valor de la probabilidad cercano a cero indica que se rechaza la hipótesis nula.

El cuadro 1 presenta las correlaciones entre el precio diario de bolsa, expresado en pesos de 2009 y las variables del mercado mayorista de energía eléctrica que se acaban de identificar como determinantes de los precios. Es importante resaltar que los valores reportados corresponden a los coeficientes de correlación por pares de variables, esto es, se calcula la correlación del precio de bolsa nacional con cada variable del MEM de manera independiente. Por esto, cada correlación indica el efecto de una variable sobre el precio de bolsa manteniendo todo lo demás constante.

Todas las correlaciones tienen los signos y los valores esperados. El PIB, el precio del gas, la disponibilidad de generación, la demanda máxima de potencia, las exportaciones a Ecuador y la capacidad efectiva neta tienen una correlación positiva con el precio de bolsa. Esto es, incrementos en cada una de esas variables, de manera individual, ocasionan mayores precios de bolsa. Esto implica que, en principio, el precio de bolsa refleja los cambios de los fundamentales. No se puede descartar que exista competencia imperfecta, pero no existe evidencia de comportamientos abiertamente competitivos de manera sistemática. El coeficiente de correlación al cuadrado indica que un incremento de un punto porcentual en el PIB podría incrementar los precios de bolsa nacional en 6% si todas las demás variables se mantienen constantes, mientras que los incrementos en la demanda máxima de potencia causan un incremento de 10% y la capacidad efectiva neta del 7%. Encontrar una correlación positiva con la demanda máxima de potencia es natural por cuanto este indicador es la demanda de la hora pico. Los incrementos en el precio del gas y la disponibilidad de generación generarían cambios más pequeños, del 1% y 2% respectivamente, cuando se incrementan en un punto porcentual. Por último, la correlación alta y positiva con la tasa de cambio indica que, manteniendo todo lo demás constante, una devaluación del peso genera incrementos del 16% en el precio de bolsa. Nótese que estos números constituyen tan solo guías de órdenes de magnitud y no deben interpretarse textualmente.

Por otro lado, la hidrología, la demanda esperada del SIN, el nivel de los embalses, el precio de escasez y el margen de reserva tienen una correlación negativa con el precio de bolsa, lo que implica que incrementos en el nivel de estas variables ocasionan caídas en el

precio de bolsa. Estos resultados son los esperados por cuanto por un lado, se espera una correlación negativa entre el precio de bolsa y los indicadores hidrológicos del sistema y por otro, se observa la usual relación inversa entre demanda esperada y precio.

Entonces, a manera de conclusión, las variables con un impacto mayor son la hidrología, el margen de reserva (en general, todas las relacionadas con la demanda y la oferta) y el precio de escasez. Los precios del gas tienen una correlación menor pero importante y estadísticamente significativa. Por supuesto, otros factores que afectan la formación del precio evolucionaron en forma diferente durante el semestre. En la siguiente sección se presenta el análisis econométrico de los determinantes del precio de bolsa nacional.

Cuadro 1
Correlación de los precios de bolsa vs cada variable de sistema
Enero de 1997-Julio de 2009⁶

Variables del sistema	Precio de Bolsa Nacional (\$ constantes abril 2009)	
	Coefficiente de correlación	(Coefficiente de correlación) ²
Hidrología (aportes ríos)	-0.23***	5%
Demanda esperada SIN	-0.14***	2%
Demanda máxima de potencia	0.32***	10%
Exportaciones a Ecuador	0.28***	8%
Nivel de embalse	-0.27***	7%
Precio de escasez	-0.28***	8%
Precio del gas	0.10***	1%
Disponibilidad de generación	0.15***	2%
Capacidad efectiva neta	0.26***	7%
Margen de reserva	-0.25***	6%
Tasa de cambio representativa-TRM	0.40***	16%
PIB	0.25***	6%

*** Significancia estadística al 99% de confiabilidad de que la correlación es distinta de cero

Fuente: XM, cálculos autores

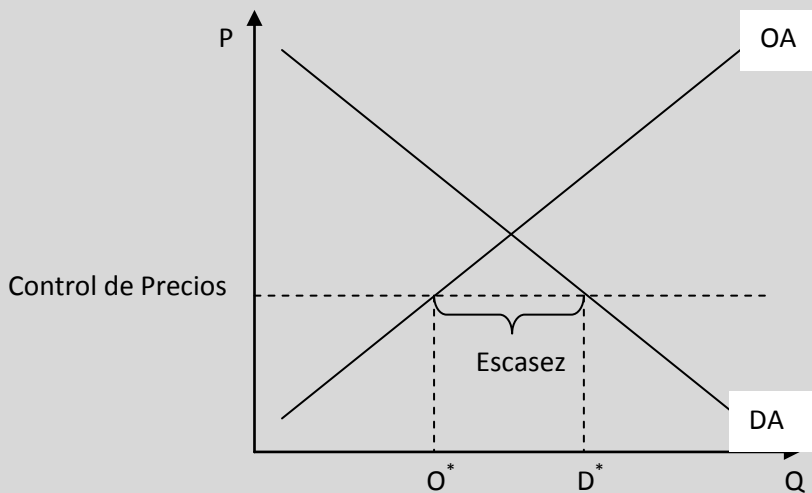
⁶ Algunas de las variables tienen información para un período más corto.

Recuadro 3.1: Los controles de precios generan una asignación ineficiente de los recursos

Cuando se impone control de precios en un mercado, incluido el de energía eléctrica, se generan al menos tres efectos nocivos:

1. Brecha entre demanda y oferta, que se traduce en una escasez del producto.
2. Surgimiento del mercado negro, contrabando y arbitraje
3. Distribución ineficiente de recursos.

Como se observa el gráfico, en un mercado competitivo, la curva de demanda-DA tiene una relación inversa con el precio y la de oferta-OA una relación directa. Imponer un precio por debajo del precio de equilibrio hace que la cantidad ofrecida sea menor que la demandada y que se presente escasez del bien. En el caso de que sea un bien transable internacionalmente, se generan incentivos para el contrabando y el mercado negro. En el caso de que sea un bien no transable internacionalmente, ocasionará “colas” y la necesidad de crear mecanismos “administrativos” para distribuir el producto.



- **Determinantes del precio de bolsa del Mercado de Energía Mayorista-MEM: econometría**

Ya se ha dicho que no existe una explicación sencilla para el comportamiento de los precios de la electricidad, especialmente el más reciente y para los usuarios no regulados. Como complemento del análisis gráfico y de correlación simple, presentado anteriormente, a continuación se muestran los resultados de las estimaciones econométricas de los determinantes del precio de bolsa nacional. Primero se describen las series de tiempo utilizadas y después se presentan los resultados de las estimaciones. La principal conclusión es que las variables fundamentales del sistema, tales como el margen de reserva, la disponibilidad de generación, el precio del gas y la hidrología tienen los signos y la significancia estadística esperada, aunque las elasticidades son en su mayoría menores que uno. Adicionalmente, como se indicó atrás, se muestra que aumentos en la tasa de cambio nominal, por su importancia en la estructura de costos de los participantes del mercado, incrementan el precio de bolsa nacional. Por último, al incluir variables cualitativas que captan los cambios en la regulación, se encuentra que algunos cambios han incrementado el precio de la energía eléctrica.

Estimación

Los determinantes del precio de bolsa nacional se estiman a partir de la información diaria del MEM para el período enero de 1997-junio de 2009. Se estima una regresión por mínimos cuadrados ordinarios, usando como variable dependiente el logaritmo natural del precio de bolsa nacional en pesos de 2009. Las variables independientes también están todas en logaritmos naturales, exceptuando aquellas que indican los cambios regulatorios. En particular, los determinantes son el margen de reserva, la disponibilidad de generación, la hidrología (aporte ríos), la tasa de cambio nominal (TRM), las exportaciones a Ecuador y el precio del gas en pesos de 2009. Se incluyen dos variables dicotómicas (“*dummies*”) para capturar los cambios regulatorios provocados por la Resolución 119 del 19 de febrero de 2008 y el Cargo por Confiabilidad que opera desde el primero de diciembre de 2006. Adicionalmente, se incluye el logaritmo natural del

precio de bolsa nacional rezagado un día, para capturar el componente dinámico de la formación de precios, relacionado con las expectativas. Es decir, se estima la ecuación (1) abajo.

$$(1) \lnpeer2009 = c + \beta_1 \lnmargenreserva + \beta_2 \ln disp generaci3n + \beta_3 \ln hidrología + \beta_4 \ln trm + \beta_5 \ln xecuador + \beta_6 \ln p gascol\$2009 + \beta_7 \text{ dummyres119} + \beta_8 \text{ dummyconfiabilidad} + \beta_9 \ln peer2009_{t-1} + \varepsilon_t$$

El cuadro 2 y la gráfica 11 muestran las estadísticas descriptivas y la evolución, respectivamente, de las variables utilizadas en las estimaciones. Como se indicó atrás, el margen de reserva o relación oferta-demanda se obtiene como la relación entre capacidad efectiva neta sobre demanda máxima de potencia, la disponibilidad de generación, según XM, es la máxima cantidad de potencia neta que un generador puede suministrar al sistema durante un intervalo de tiempo determinado⁷, la hidrología es el aporte de los ríos que se obtiene como los caudales en energía de los ríos que aportan agua a algún embalse del SIN⁸. La tasa de cambio es el precio del dólar con base en el cual se llevan a cabo los procesos de liquidación en la Bolsa. Las exportaciones a Ecuador son las transferencias de energía desde Colombia hacia Ecuador por los enlaces Pomasqui-ecuador y Tulcán-ecuador. Para el precio del gas se usa el precio de referencia del gas natural del Campo Guajira. La serie incluye las dos unidades de medición, aquella a partir del 1 de Febrero de 2006, US\$/MBTU y la anterior que utilizaba US\$/KPC. Por último las variables *dummy* toman el valor de uno a partir del momento en que empieza a regir la resolución, que se mencionó arriba, y de cero el resto del tiempo.

La estimación de los parámetros (β_i) de la ecuación (1) permitirá obtener las elasticidades de cada variable exógena con respecto a la variable endógena y por tanto identificar la influencia de los determinantes sobre la evolución del precio de bolsa nacional. Si las elasticidades obtenidas (β_i) son mayores que uno, se podrá inferir que cambios porcentuales en la variable exógena producirán cambios más que proporcionales en la

⁷ El valor del sistema se obtiene de la suma de la disponibilidad de todos los recursos de generación para la fecha. No incluye menores ni cogeneradores

⁸ El dato del sistema se obtiene como la suma de los aportes de energía de todos los ríos del SIN

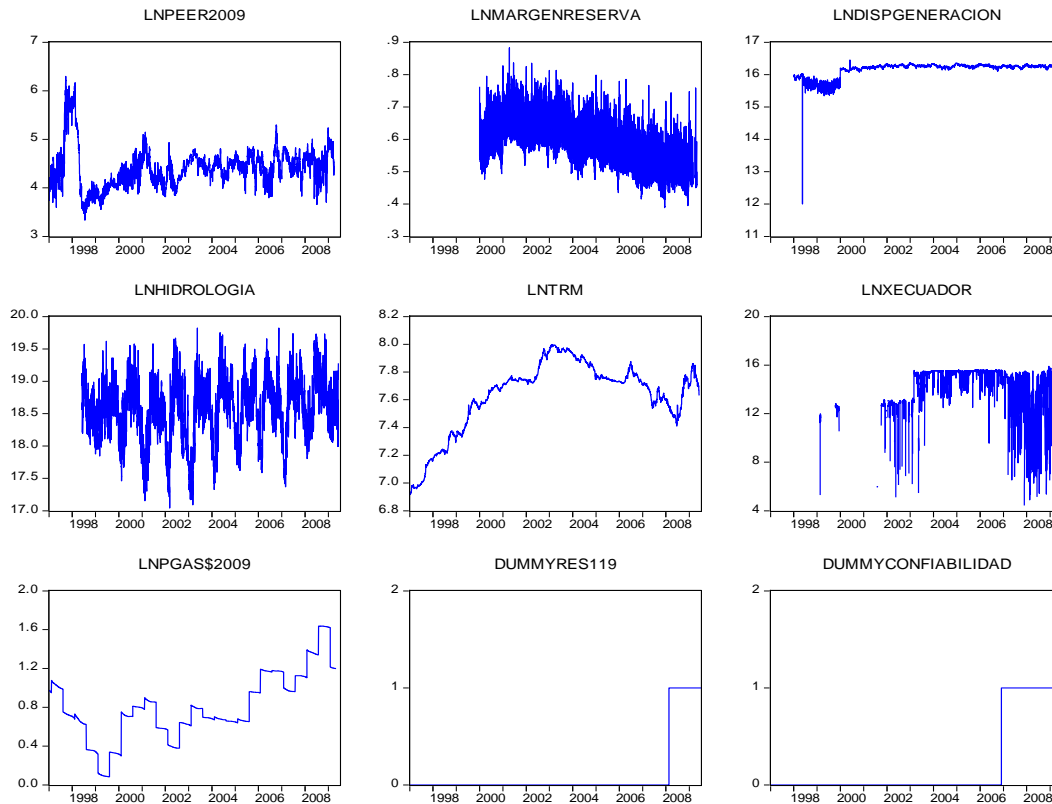
variable endógena, si son iguales a uno indicarán que dichos cambios son proporcionales y en el caso de que sean menores que uno indicarán cambios menos que proporcionales.

Cuadro 2.
Estadísticas descriptivas variables en logaritmos naturales

	Precio de bolsa	Margen de reserva	Disponibilidad de generación	Hidrología	TRM	Exportaciones Ecuador	Precio del Gas \$ 2009
Mean	4.41	0.57	16.16	18.54	7.63	14.12	7018.85
Median	4.40	0.57	16.24	18.58	7.72	15.06	6796.15
Maximum	6.30	0.88	16.45	19.82	8.00	16.04	12241.34
Minimum	3.33	0.39	12.01	17.04	6.91	4.44	4435.99
Std. Dev.	0.42	0.08	0.22	0.47	0.26	2.04	1870.74
Skewness	1.14	0.49	-3.25	-0.38	-1.03	-1.97	1.04
Kurtosis	5.89	2.89	35.07	2.95	3.37	6.87	3.84

Fuente: cálculos de los autores

Gráfica 11.
Variables determinantes precio de bolsa nacional



Fuente: cálculos de los autores

Cuadro 3.
Resultados variables en logaritmos

Independientes logaritmo natural de:	Variable dependiente: Logaritmo natural del precio de energía eléctrica (\$ 2009)			
	(1)	(2)	(3)	(4)
Margen de reserva	-0.479 ^{***}	-0.513 ^{***}	-0.694 ^{***}	-0.375 ^{***}
Disponibilidad de generación	-1.281 ^{***}	-0.830 ^{***}	-0.838 ^{***}	-0.135 ^{***}
Hidrología	-0.215 ^{***}	-0.210 ^{***}	-0.195 ^{***}	-0.040 ^{***}
Tasa de cambio nominal	0.154 ^{***}	0.607 ^{***}	0.610 ^{***}	0.102 ^{***}
Exportaciones Ecuador	0.005 ^{**}	-	-	-
Precio gas (\$)	0.197 ^{***}	0.280 ^{***}	-	-
Dummy Resolución 119	-	-	0.073 ^{***}	0.014 [*]
Dummy Cargo por confiabilidad	-	0.089 ^{***}	0.181 ^{***}	0.006
Precio energía eléctrica (\$ 2009) _{t-1}	-	-	-	0.848 ^{***}
Constante	28.120 ^{***}	44.353 ^{***}	17.284 ^{***}	3.026 ^{***}
Período regresión	8/16/2001 2/06/2009	1/01/2000 2/28/2009	1/01/2000 2/28/2009	1/01/2000 2/28/2009

*** Significativo al 99% de confiabilidad, ** Significativo al 95% de confiabilidad, * Significativo al 90% de confiabilidad

Fuente: cálculos de los autores

El cuadro 3 muestra los resultados de la estimación de la ecuación (1). Las elasticidades obtenidas para el margen de reserva, la hidrología y la disponibilidad de generación son negativas, indicando una relación inversa altamente significativa. La elasticidad para la disponibilidad de generación indica que incrementos en esta variable ocasionan reducciones más que proporcionales en el precio de bolsa nacional. Por otro lado, las elasticidades de la tasa de cambio nominal, las exportaciones a Ecuador y el precio del gas son positivas y menores que uno. Para todas las estimaciones elaboradas (Columnas (1) a (4)) los fundamentales del MEM son estadísticamente significativos y con los signos esperados. Por ejemplo, un incremento del precio del gas del 1% incrementa el precio de bolsa nacional menos que proporcionalmente.

La estimación presentada en la columna (4) incluye los cambios regulatorios y excluye el precio del gas y las exportaciones a Ecuador. Según esos resultados un incremento del 1% en el margen de reserva, la disponibilidad de generación y el aporte de los ríos (hidrología), produciría una reducción en el precio de bolsa nacional de 0.375%, 0.135% y 0.04%, respectivamente. Al contrario, un incremento de la tasa de cambio nominal del

1% provocaría un incremento del 0.102%. Por último, manteniendo todo lo demás constante, un incremento en el día anterior en el precio de bolsa, podría incrementar el precio de bolsa de hoy un 0.848%. Este resultado indica que el precio de bolsa nacional está fuertemente influenciado por su comportamiento en el pasado y que para predecir su comportamiento actual y futuro es necesario tener en cuenta no solo el pasado de la serie, sino las expectativas futuras de los agentes que intervienen en el mercado mayorista⁹.

Para el análisis estadístico se incluyó el efecto de la regulación sobre los costos del componente regulado del sistema, la Resolución 119 de 2007 y aquellos que afectan el funcionamiento del MEM, cargo por confiabilidad. Según los resultados de la regresión, esos cambios regulatorios han ocasionado un incremento permanente en el precio de bolsa nacional.

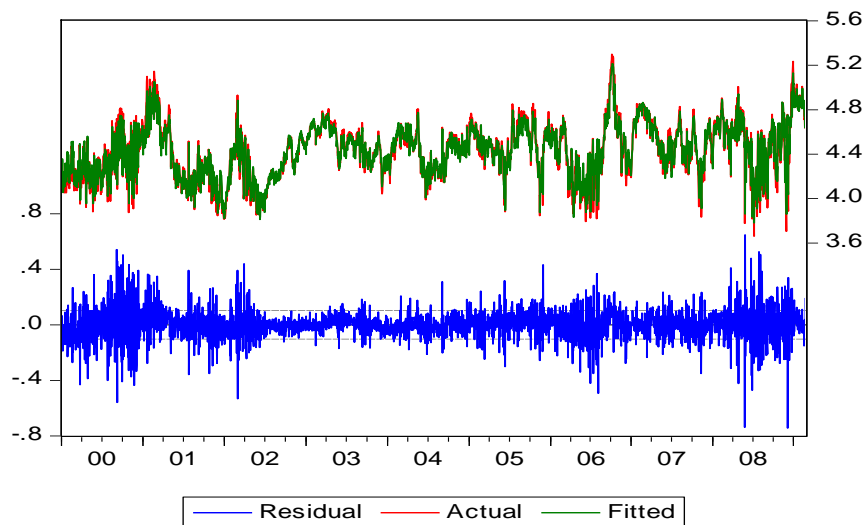
El establecimiento del cargo de confiabilidad a partir de diciembre de 2006 implica un cambio de reglas, al que los generadores tienen que ajustarse en mayor o menor grado, cambiando sus patrones de oferta de precios, en particular generando alta volatilidad en el precio de bolsa en el último trimestre, lo cual es capturado en los residuos de la regresión. Por otro lado la Resolución 119 de 2007, que determina la forma como se pasan al consumidor regulado los costos de los segmentos competitivos (mercado mayorista) y como se fijan las tarifas de los segmentos no competitivos, como son la transmisión y distribución, las restricciones y la comercialización, desagregó las categorías de otros e hizo explícito el componente de pérdidas. Estos cambios aumentan los costos de comercialización para el usuario regulado, así como la volatilidad de las componentes de restricciones y generación. Valga la pena aclarar, sin embargo, que esta variable, por su característica de “*dummy*”, puede estar capturando también otros efectos que se han presentado en el mismo período.

La Gráfica 12 resume el ejercicio que acabamos de describir ya que muestra el ajuste de la regresión estimada en la columna (4) del Cuadro 3. En particular, esta gráfica indica

⁹ Sin embargo, dado que los otros factores tienen un efecto en el sentido contrario y que los elementos climáticos también explican la evolución del precio, estos elementos contribuyen a la volatilidad.

que cuando se aplican los parámetros estimados a los datos observados, a partir de la ecuación (1), se captura perfectamente la dinámica del precio de bolsa nacional. Esto es, las variables fundamentales del MEM, las expectativas futuras del precio y la regulación explican de manera acertada la evolución actual y futura del precio de bolsa nacional. Por otro lado, la volatilidad causada por los fenómenos climáticos y por los cambios regulatorios son capturados por los residuos del modelo.

Gráfica 12
Resultados regresión. Precio de bolsa nacional observado, estimado y errores



Fuente: cálculos de los autores.

Volatilidad precio de bolsa nacional

El precio de bolsa nacional tiene las siguientes características: (i) presencia de efectos cíclicos como respuesta a fluctuaciones en la oferta y la demanda ocasionadas por cambios climáticos; (ii) reversión a un nivel medio de largo plazo muy cercano a los costos de producción y el nivel de demanda; (iii) presencia de saltos ocasionales y abruptos como consecuencia de choques fuertes e inesperados; y, por último, (iv) evidencia de un incremento en la media y la volatilidad en las horas pico desde mediados de 2008 como consecuencia del cargo por confiabilidad introducido en mayo de 2008. Para capturar estas características se usan cuatro *dummies*, una para cada uno de los siguientes períodos. *Dummyperiodo1* entre 1998 y 2001, donde la serie muestra una

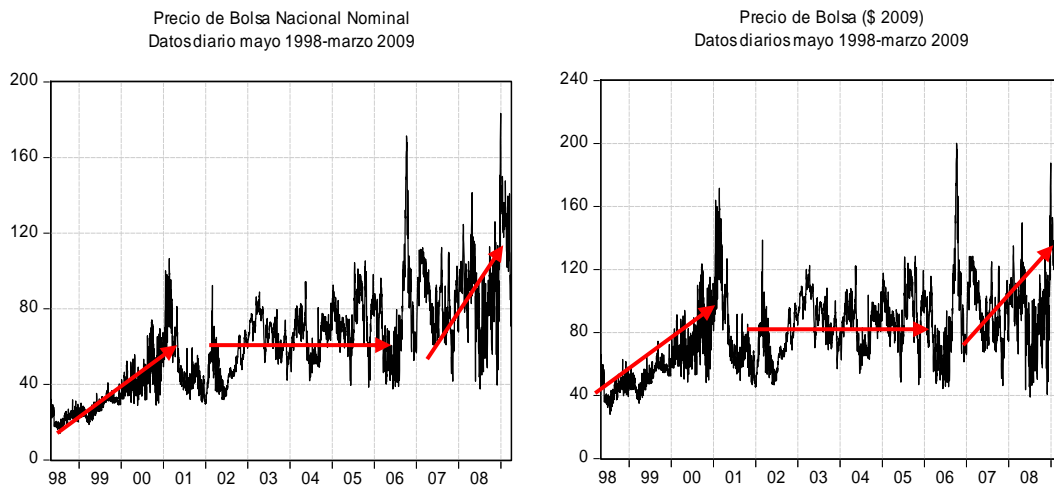
reversión a la media con tendencia creciente y alta y presencia de saltos ocasionales; *Dummyperiodo2* entre 2001 y 2006 donde la serie muestra una reversión a la media sin tendencia y con cambios abruptos; *Dummyperiodo3*, entre 2006 y 2008 cuando la serie tiene una reversión a la media sin tendencia y con alta volatilidad y *Dummyperiodo4* desde 2008 cuando la serie tiene una reversión a la media con tendencia creciente y alta volatilidad (ver Gráfica 13).

Para explicar los determinantes de este comportamiento se estima un modelo con datos mensuales. La variable dependiente es la desviación estándar mensual del precio de bolsa nacional a precios de 2009, obtenido a partir de los datos diarios presentados en la sección anterior, y las variables explicativas son los determinantes fundamentales del MEM que se usaron en la anterior regresión (datos mensuales), las *dummies* de regulación y las *dummies* para dividir los períodos de la serie (ver Gráfica 14). Se estima, entonces, la ecuación 2.

$$(2) \text{ desviación estandar } \lnpeer2009 = c + \beta_1 \lnmargenreserva + \beta_2 \ln dispgeneración + \beta_3 \lnhidrología + \beta_4 \ln trm + \beta_5 \text{ dummyperiodo2} + \text{ dummyperiodo3} + \beta_7 \text{ dummpperiodo4} + \beta_8 \text{ dummyconfiabilidad} + \beta_9 \text{ dummyR119} + \varepsilon$$

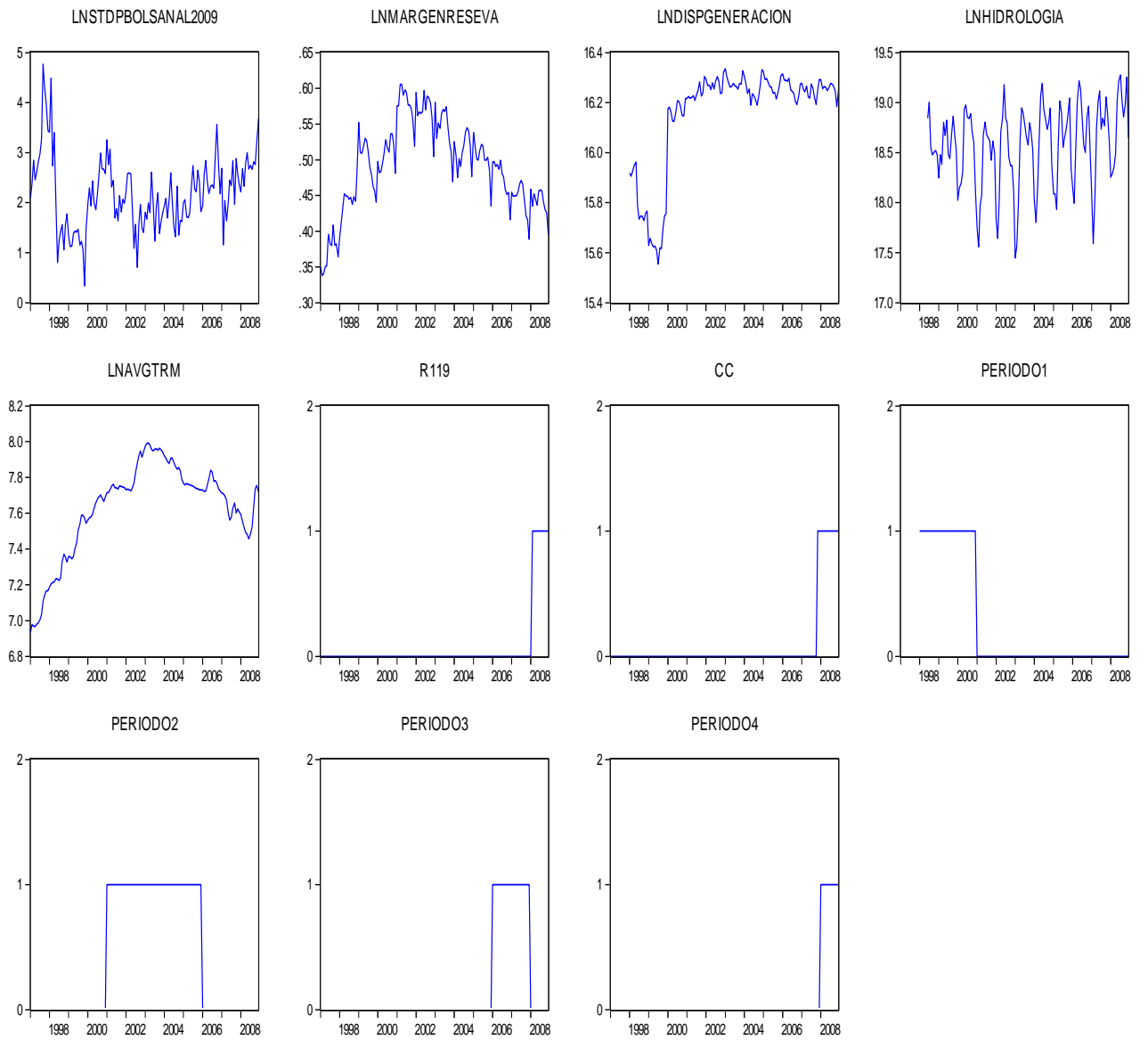
Gráfica 13

Precio de bolsa nacional nominal y real en pesos de 2009



Fuente: cálculos de los autores

Gráfica 14.
Desviación estándar mensual del precio de bolsa nacional real en pesos de 2008. Variables mensuales
enero de 1997-diciembre de 2008



Fuente: cálculos de los autores

Los resultados de este ejercicio se presentan en el cuadro 4. Se observa que la volatilidad del precio de bolsa nacional está explicada por la disponibilidad de generación y la Resolución 119. El ejercicio con las *dummies* de los períodos muestra, sin lugar a equívoco, que la volatilidad ha aumentado de manera sustancial, ya que estas se comparan con el período inicial. Por ejemplo, la volatilidad en el último período es sustancialmente más alta a la inicial, mientras que la del período tres es más alta que la del período pero menor a la del cuarto. En cuanto a los determinantes, incrementos en la disponibilidad de generación y la introducción de la Resolución 119 producen mayor volatilidad en el precio de bolsa en magnitudes muy importantes. La introducción del cargo por confiabilidad, por su parte, no resultó estadísticamente significativa para explicar los incrementos de la volatilidad. Se comprueba que desde 2008 la serie tiene una reversión a la media con tendencia creciente y alta volatilidad.

Cuadro 4

Resultados Desviación estándar del precio de energía eléctrica (\$ 2009). Datos mensuales marzo/1998-diciembre/2008

Independientes logaritmo natural de:	Variable dependiente: Logaritmo natural desviación estándar del precio de energía eléctrica (\$ 2009)		
	(1)	(2)	(3)
Margen de reserva	1.461	-1.423	
Disponibilidad de generación	1.814 ^{***}	1.358 ^{***}	
Hidrología	-0.021	-0.018	
Tasa de cambio nominal	-0.358	-	
Dummy Periodo2	-0.364 [*]	-	0.206 [*]
Dummy Periodo3	0.137	-	0.614 ^{***}
Dummy Periodo4	0.531 ^{**}	-	1.027 ^{***}
Dummy Resolución 119	-	0.532 [*]	
Dummy Cargo por confiabilidad	-	0.109	
Constante	-24.754 ^{***}	-18.894 ^{***}	1.770 ^{***}
Período regresión	1998M06 2008M12	1998M06 2008M12	1998M03 2008M12

*** Significativo al 99% de confiabilidad, ** Significativo al 95% de confiabilidad, * Significativo al 90% de confiabilidad

Fuente: cálculos de los autores

Cabe anotar a estas alturas que los ejercicios econométricos tienen dos características importantes. Primero, a diferencia de las correlaciones simples reseñadas arriba, son ejercicios multivariados que, como tal, controlan por el efecto de una serie de variables

sobre la variable endógena, en este caso el precio de bolsa. Esto hace que los impactos de las variables explicativas individuales (por ejemplo, el margen de reserva) ya “tengan en cuenta” el impacto del resto de variables sobre el precio (por ejemplo, la tasa de cambio, la hidrología, etc). Puesto de otra manera, cada impacto individual ya “controla” por el resto de variables incluidas en el ejercicio lo que hace mucho más robustos e informativos los resultados. Segundo y muy importante, los ejercicios econométricos captan relaciones de largo plazo entre las variables, ubicándolas en el promedio de ese largo plazo. Por eso, las magnitudes de los coeficientes (los efectos), son sólo indicativas de cuál o cuáles variables son más importantes. Lo realmente relevante es que se pueda comprobar una relación entre ellas estadísticamente significativa que guíe al investigador sobre su signo (positiva o negativa) y le de un orden de magnitud sobre el tamaño del impacto.

Disponibilidad de insumos de generación

Si bien los cambios en los fundamentos del mercado observados anteriormente explican en parte el alza de los precios de bolsa observado a partir de septiembre de 2008, este año fue excepcionalmente húmedo, dando lugar a vertimientos en los embalses del sistema, que para los observadores no parecían compatibles con los altos precios observados en la bolsa, sugiriendo el ejercicio de poder de mercado por parte de algunos generadores. Antes de entrar a discutir los argumentos en este sentido, es conveniente repasar primero el papel que juega la oferta de precios para el manejo de los sistemas hidroeléctricos y la complejidad involucrada en la toma de decisiones, que podría explicar variaciones en los precios aparentemente no intuitivas.

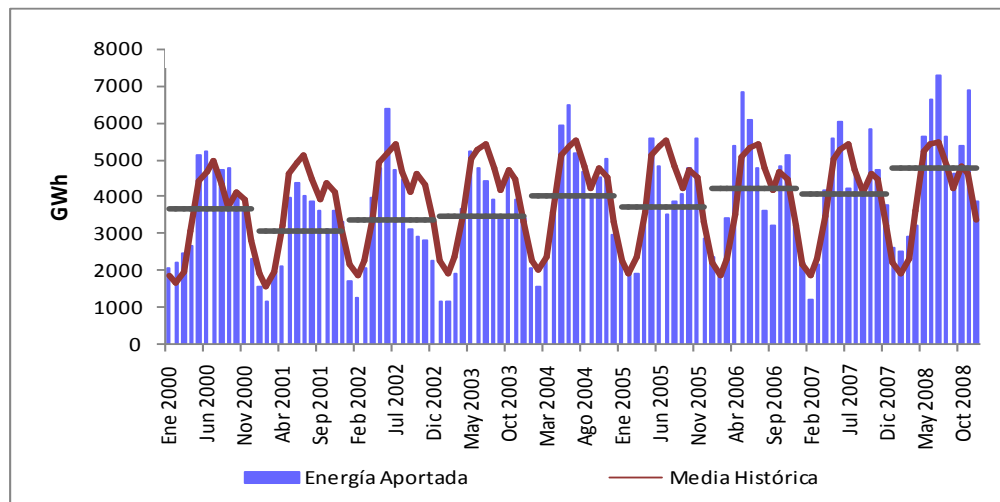
La disponibilidad de los insumos, hidrología y gas natural fundamentalmente, afecta los precios en la bolsa y/o contratos de diversas maneras. En las plantas hidroeléctricas las ofertas de precios son el instrumento para el manejo de los embalses y una operación óptima debería indicar el valor del agua, o el costo de oportunidad de la generación corriente. El generador genera hoy si el precio es por lo menos igual al valor presente de

guardar el agua para generar en el futuro. En un sistema operado óptimamente, ese valor depende de la evolución futura de la demanda, precios y disponibilidad de los combustibles, hidrología, nivel del embalse y varía, por lo tanto, con las expectativas que se tengan sobre esa evolución. La disponibilidad futura de gas natural afecta el costo del agua, pues en caso de escasez, ya sea por suministro o capacidad de transporte, es necesario utilizar combustibles sustitutos más caros, elevando las ofertas térmicas.

Cambios pequeños en valor del agua pueden dar lugar a cambios grandes en el agua almacenada. Aún ajustes pequeños en las reservas pueden requerir cambios grandes en producción. Adicionalmente, las ofertas de precio deben utilizarse para suavizar variaciones de corto plazo (horaria/diaria), variaciones estacionales/anuales, por lo que cambios bruscos en ofertas de plantas individuales pueden tener perfecto sentido.

Se pasa ahora a considerar las condiciones hidrológicas especiales del año 2008. En ese año, la generación hidráulica alcanzó el 80% de la generación total, con un aporte en energía a las plantas de 119% de la media anual. Durante los tres años precedentes el mes de julio estuvo por debajo de la media histórica, mientras que en 2008 fue 133% de la media. Como puede verse en la Gráfica 15, 2008 ha sido sin lugar a dudas el año más húmedo del siglo, no obstante su distribución regional está lejos de ser uniforme.

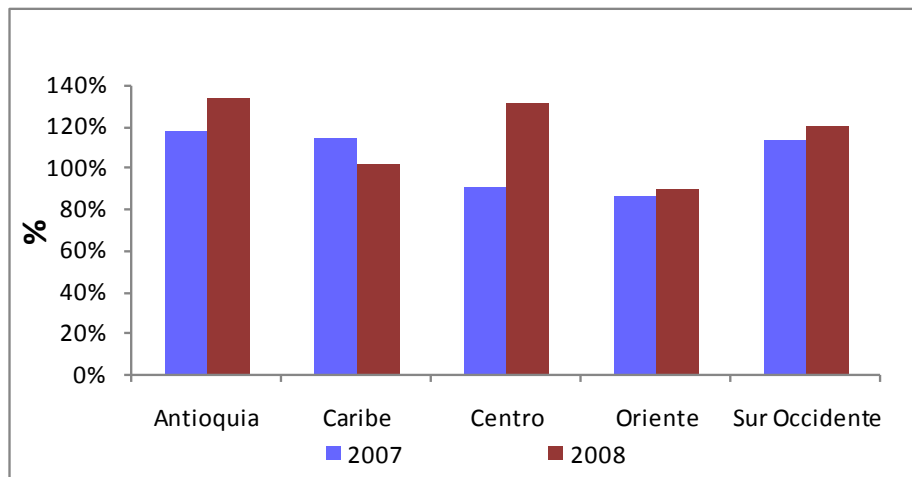
Gráfica 15
Evolución de la hidrología 2000 - 2008



Fuente: XM

De acuerdo a XM, el aumento de la generación hidráulica corresponde principalmente al efecto del fenómeno de La Niña sobre los aportes de la Región Andina y Sur Occidente (Pacífica), sumado al incremento en los precios de combustibles durante la segunda mitad de 2008, descrita anteriormente. La Niña se caracteriza por la presencia temporal de aguas superficiales más frías de lo normal en el Océano Pacífico tropical central y oriental. La importancia de ese fenómeno para el sector eléctrico colombiano radica en su impacto sobre el clima nacional, que se traduce generalmente en un incremento de las precipitaciones sobre las regiones Andina y Sur Occidente, principalmente, el cual impacta el comportamiento de los aportes y la generación de esas regiones. La Gráfica 16 compara los porcentajes de aportes para las diferentes regiones durante los años 2007 y 2008 e ilustra bien el punto.

Gráfica 16
Porcentaje de Aportes de las Regiones 2007 y 2008

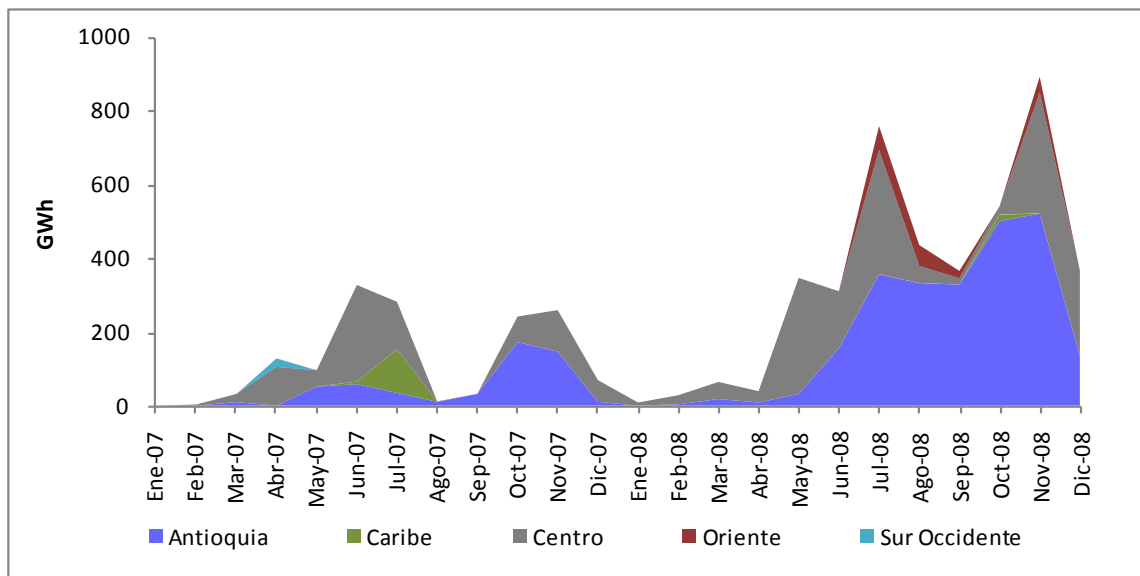


Fuente: XM

Es así como en la región oriental, que contiene las centrales de Guavio y Chivor, la generación de 2008 fue menor que la de 2007. Adicionalmente, las estaciones secas y húmedas tampoco coinciden en forma precisa. En el sur la estación más seca es Julio a Septiembre, mientras que en Antioquia es Diciembre a Abril. Esta diferencia regional complica aún más el panorama, puesto que mientras se esté vertiendo en alguna región en otras no necesariamente este sea el caso, debido tanto al tamaño de los aportes como al volumen útil de los embalses. La Gráfica 17 muestra los vertimientos discriminados por

regiones durante los dos últimos años, ilustrando ese comportamiento. En Antioquia fue del 57%, Centro 37%, Oriente 4.4%. Es posible entonces tener precios altos cuando se está vertiendo en algunas centrales, pero aún dentro de una misma región puede presentarse el caso de ofertas elevadas en alguna central por necesidades de manejo del embalse, mientras en otras se está vertiendo, sin que esto implique necesariamente manipulación del mercado.

Gráfica 17
Vertimientos discriminados por Región 2007 - 2008



Fuente: XM

El precio de la bolsa se forma directamente por el costo de la generación térmica cuando la planta se despacha en el proceso de despacho ideal, o indirectamente influencia las ofertas hidráulicas, ya sea al poner un techo cuando no es despachada o al influenciar el costo futuro del agua. En el sistema colombiano el riesgo para el generador hidráulico es mayor durante las transiciones de estaciones, lo que probablemente lo lleve a ofertas mayores en momentos de gran incertidumbre hídrica. Esto puede deberse en parte a la modalidad de ofertas térmicas en Colombia, que incluye los costos de arranque y parada, como se discute más adelante, pero también a problemas de información, como se discutió arriba.

La incertidumbre sobre otras variables también afecta las ofertas de los generadores hidráulicos en el MEM y la disposición a contratar en el largo plazo de los generadores térmicos. El vencimiento de los contratos de suministro de gas natural y la dificultad para obtener su renovación durante 2008, a menos que fuese en contratos interrumpibles, crearon una incertidumbre muy grande sobre su disponibilidad y precios futuros, lo que necesariamente afecta el comportamiento de los generadores hidráulicos y sus ofertas de precios, particularmente ante la eventualidad de la ocurrencia de El Niño durante 2009, como, en todo caso, ya se ha anunciado.

Resumen del efecto de los fundamentales en los precios de bolsa

Una vez examinados los efectos de los fundamentales en los precios de bolsa, es posible afirmar, sin lugar a dudas, que durante el segundo semestre de 2008 y enero de 2009 la combinación de precios de combustibles y de la tasa de cambio incrementó sustancialmente los costos variables de los generadores térmicos a gas, así como los pisos de ofertas en bolsa, lo que explica en parte ofertas de precios relativamente mayores por parte de esos generadores con relación a períodos anteriores. Igualmente, el margen de reserva, si bien no varió sustancialmente en 2008 con relación a 2007, si ha mantenido una tendencia decreciente a lo largo del tiempo, lo que ha llevado a la necesidad de recurrir con más frecuencia a generación térmica para atender la punta en casos de ocasional baja disponibilidad de generación hidráulica, con un efecto positivo sobre los precios. Adicionalmente, ha hecho que el mercado sea más estrecho, incrementando los precios. Con todo, las ofertas de algunos generadores podrían ser más altas de lo que amerita el cambio en los fundamentales por razones debidas al diseño, como se indica más adelante en este capítulo.

En un sistema hidro-térmico los precios dependen de la producción térmica (aún cuando la generación térmica sea solamente marginal). Las variaciones de precios están determinadas por la disponibilidad de agua y combustible, actuales y futuras, y la coexistencia de precios altos e hidrología alta en un momento determinado no es

evidencia necesariamente de ejercicio de poder dominante o deficiencias en el diseño. La magnitud de los vertimientos observados en 2008 tampoco es evidencia contundente de un manejo ineficiente de los embalses pues, además de coincidir con el período más alto de aportes hidráulicos de la historia y valores iniciales del nivel de embalses relativamente altos, aún con pronósticos de hidrología perfectos, no sería posible evitarlos. La afirmación anterior es de tipo general y no excluye que en ocasiones algunos vertimientos en plantas con baja regulación efectiva con relación a los aportes, se puedan atribuir a manejo oportunista. Las ofertas de precio de plantas hidroeléctricas pueden utilizarse tanto para lograr una asignación óptima en el tiempo del agua disponible, como para arbitraje inter-temporal de manera de lograr las ventas en momentos en que los precios sean más altos.

Los mercados competitivos son consistentes con variaciones sustanciales en precios. Sin embargo, ofertas de precios consistentemente altas podrían indicar diseño ineficiente del mercado o ejercicio de poder dominante.

3.6. Idiosincrasias

Cambios en la regulación

Durante 2007, 2008 y principios de 2009 se implantaron o pusieron en marcha numerosos ajustes al sistema de regulación, tal como se indica en el Anexo 1. Los ajustes pueden clasificarse en tres clases para efectos de este estudio. Los que afectan directamente los costos de la componente regulada del sistema, como son la implantación de la Resolución 119 de 2007 y las áreas de distribución (ADD), aquellos que afectan de alguna manera el funcionamiento del MEM durante el período y otros cuya incidencia se observará en el futuro. En esta sección se discuten solamente los del primer tipo. Los cambios en la regulación que se tomaron como respuesta a las quejas de los usuarios o que afectan el futuro se discuten más adelante. Desde el punto de vista del precio de bolsa, el cambio en la regulación más importante se refiere al establecimiento, a partir de diciembre del 2006

del Cargo por Confiabilidad¹⁰, cuya primera subasta ocurrió a mediados de 2008. Los demás cambios que afectan al MEM fueron puestos en marcha por la CREG y la SSPD durante 2008 como respuesta a la crisis originada por la discusión de precios y buscando disminuir la capacidad de ejercer poder de mercado.

El establecimiento del Cargo de Confiabilidad a partir de diciembre de 2006 implica un cambio de reglas importante, al que los generadores tienen que ajustarse en mayor o menor grado, cambiando sus patrones de oferta de precios. A cambio de una predictibilidad del ingreso mínimo, los generadores se comprometen a ofertar sus obligaciones de energía firme al precio de escasez, aunque el precio de bolsa supere este valor, estableciendo de cierto modo un techo sobre el precio para la demanda, aunque el precio de bolsa en sí carezca de él. Con anterioridad a su establecimiento, el precio de bolsa tenía un techo definido por el costo de racionamiento, el que podría ser más alto que el precio de escasez. Por otra parte, para ser acreedores a la compensación en el sistema anterior (cargo de capacidad), los generadores deberían declararse disponibles para ofertar cada mes la capacidad comprometida. En la nueva disposición pueden hacer contratos de respaldo y declarar consignaciones lo que hace que no sean penalizados si su disponibilidad se disminuye, siempre y cuando cuenten con esos contratos.

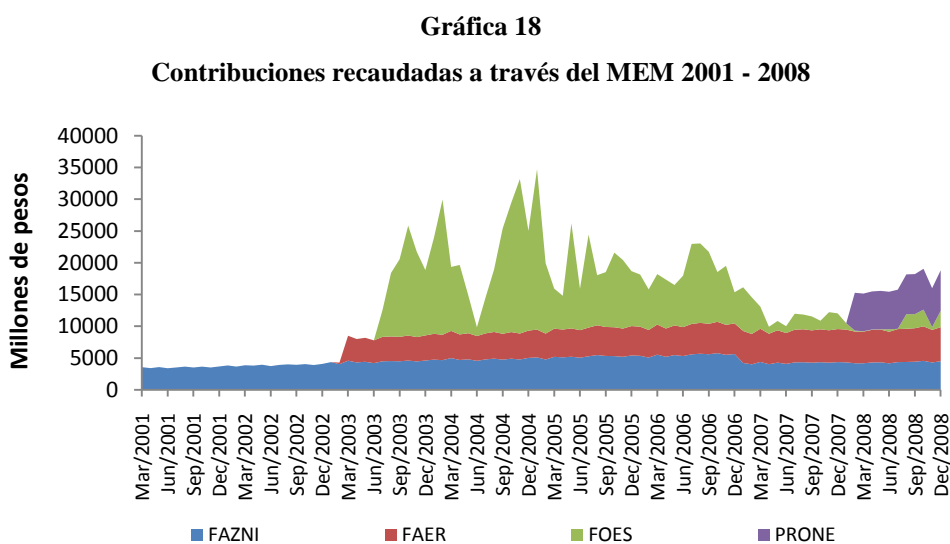
Cabe examinar si la alta volatilidad observada en el precio de bolsa en el último trimestre de 2008 corresponde en parte a la conjunción de la entrada en vigencia del cargo por confiabilidad y la expectativa de reducción de aportes hidrológicos. El cargo por confiabilidad, a diferencia del cargo por capacidad, exige tomar una senda de decisiones que permita a los generadores honrar los compromisos de entrega de energía firme durante eventos de escasez y/o extraer las mayores ventajas financieras posibles, lo cual implica ajustar el comportamiento. Es plausible, entonces, que algunos generadores estén experimentando y aprendiendo a comportarse en las actuales circunstancias¹¹.

¹⁰ Resolución CREG 071 de 2006 y numerosas otras que la modifican y/o complementan.

¹¹ Para responder a los eventuales vacíos en la nueva regulación que pudieran afectar la disponibilidad de las plantas de generación, la CREG ajustó la regulación durante 2008. La Resolución 138, por la cual se modifican y complementan las normas que regulan las pruebas de disponibilidad de las plantas o unidades de generación que respaldan Obligaciones de Energía Firme. La Resolución 159, por la cual se precisa la definición de Mantenimiento Programado establecida en el Numeral 1.3 del anexo denominado “Código de Operación”, de la Resolución CREG - 025 de 1995.

Contribuciones

Durante el período se introdujo una nueva contribución (PRONE) que se recauda a través del STN y no afecta el precio de bolsa o de contratos. Esta contribución de un peso por kWh está destinada al programa de normalización de redes eléctricas. De igual forma, se nota una disminución en la contribución del FAZNI a partir de 2007 que es atribuida a un error en la Ley del Plan que extendió el plazo de vigencia de la contribución, la cual se vencía a finales de 2006. El valor de la contribución al finalizar 2006 era \$1.46 y la extensión copió la disposición inicial de un peso indexado con el IPC.



Fuente: XM

La Gráfica 18 muestra la evolución de las contribuciones recaudadas a través del MEM a lo largo del tiempo, incluyendo el FAER¹², que depende de las rentas de congestión de la interconexión con Ecuador y no constituye un recargo a la generación. Otras contribuciones son pagadas directamente por los generadores: Ley 99 de 1993, Ley Ambiental, Artículo 45; o los consumidores: sobretasa para subsidio de los estratos I, II y

La Resolución 177, por la cual se adicionan las normas que regulan las pruebas de disponibilidad de las plantas o unidades de generación que respaldan Obligaciones de Energía Firme.

¹² FAER: Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, creado por el Artículo 105 de la Ley 788 de 2002.

III, que es objeto de un análisis especial en un capítulo posterior. Esos tributos pueden encarecer el precio para el consumidor no regulado en alrededor del 24% del valor de la energía, pero el aumento neto entre 2007 y 2008 ha sido únicamente de \$0.5 por kWh, aproximadamente. Es decir, afectan mucho el nivel del precio, pero no tanto su tendencia en los últimos años.

3.7 Problemas de diseño

Los precios altos pueden originarse en problemas en diseño o arquitectura del mercado ya sea en forma directa, por ejemplo mediante el mecanismo de la subasta que determina el precio de bolsa, o indirecta, al facilitar el ejercicio de poder dominante de mercado de bolsa y/o contratos por parte de algunos generadores o comercializadores. En términos generales, el problema del diseño de mercado consiste en encontrar, para una estructura determinada, un mecanismo para compensar a los suministradores y cobrar a los consumidores de electricidad por sus acciones, de tal manera que las acciones realizadas por interés propio por cada uno de los participantes lleve a los resultados deseados por los diseñadores. Como lo sugieren algunos expertos, el objetivo debe ser lograr el mínimo precio promedio anual coherente con la viabilidad financiera en el largo plazo en la industria. Esto implica que los suministradores no están en condiciones de ejercitar cantidades significativas de poder de mercado en forma unilateral. También es claro que el diseño óptimo debe lograr un precio promedio menor que el que se obtendría con las alternativas existentes, pues de lo contrario no tendría sentido adoptarlo.

El diseño preciso, el formato de ofertas, si la subasta de precios es uniforme o pague lo ofertado, no es tan importante como los fundamentos del mercado y la posibilidad de ejercer poder dominante. Los diseños simples tienen la ventaja de tener menores costos de transacción y ser más transparentes y robustos¹³.

¹³ Este punto fue discutido en la presentación del consultor Nils von Der Fehr en las Jornadas de Generación en marzo en donde aclaró que si bien está demostrado que la subasta uniforme puede terminar en precios más altos que otras opciones tiene otras ventajas que no ameritan su reemplazo.

Durante el desarrollo del estudio se hicieron notar varios problemas de diseño que pueden haber afectado los precios. Así, los generadores argumentan, y el punto es pertinente, que la modalidad de oferta de las térmicas (costos de arranque y parada incluidos) en conjunto con hidrología elevadas puedan explicar en parte las ofertas muy altas efectuadas durante 2008 y 2009. No sabiendo cuanto tiempo serán despachados en condiciones de hidrología alta e incierta, los generadores térmicos tienen que cubrirse ofertando un precio que cubra los costos de arranque y parada para el peor caso, capacidad mínima y por una hora. En estas condiciones, el precio de arranque y parada puede representar una porción importante de los costos variables. En diciembre de 2008, cuando los precios del gas eran cercanos a US\$6 por MBTU, los CAP de Termosierra representaban el 64% del precio de oferta estimado en \$710/kwh¹⁴. Dado que, tanto los CAP como el precio del gas están expresados en dólares, el valor de la TRM afecta el valor absoluto pero no el relativo de cada una de las componentes. Adicionalmente, la evolución de los precios del petróleo afectó el costo de escasez en el período considerado.

Algunos generadores justifican sus ofertas muy por encima de los costos para evitar ser despachados en el despacho ideal cuando existen probabilidades altas de que sean llamados a prestar generación de seguridad. Argumentan que el tope de precios de la Resolución 034 de 2001 para las reconciliaciones positivas les haría incurrir en pérdidas financieras. La CREG ha tomado medidas y hecho propuestas para atacar esos problemas, pero algunas requieren de mayor estudio, pues es preciso esclarecer si los problemas son temporales o estructurales, como es el caso del formato de ofertas de las plantas térmicas.

¹⁴ Explicación de EPM a la SSPD sobre la justificación de sus ofertas entre el 1 y el 15 de diciembre de 2008.

3.8. Ejercicio de Poder Dominante en el Mercado: potencial y mitigantes

Potencial de manipulación en la Bolsa de Energía

Durante el debate que surgió alrededor de las alzas de precios durante el segundo semestre de 2008, diversas fuentes sugirieron que se habrían originado en imperfecciones en el proceso que permitían el ejercicio, ya sea unilateral o multilateral, de poder de mercado por parte de los generadores, en particular en el mercado de contratos para el segmento no regulado. Este ejercicio de poder dominante puede ser originado en deficiencias en el diseño del mercado o en su estructura que resulta en incentivos débiles para la competencia, tanto en el mercado de corto plazo, como en el mercado de contratos, lo que en últimas lleva a la pregunta de qué tan eficiente es el proceso de fijación de precios en el mercado eléctrico colombiano.

Los factores descritos anteriormente, fundamentales, cambios en la regulación o problemas de diseño interactúan entre ellos, ya sea multiplicando su efecto o mitigándolo según el caso, de una manera que es difícil de determinar en forma precisa. No obstante, en los párrafos siguientes se intenta realizar un análisis preliminar que, sin intentar hacer las veces del CSMEM o del regulador, arroje algunas luces que permitan centrar el debate sobre los aspectos más relevantes. Es importante anotar que durante el desarrollo de este trabajo los organismos de regulación y vigilancia, CREG y SSPD, han venido proponiendo y adoptando algunas medidas que en su criterio permitan un mejor funcionamiento del mercado por lo que, necesariamente, ellas serán igualmente comentadas.

El Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista, CSMEM, dedicó un esfuerzo considerable durante el año para intentar verificar que la evidencia circunstancial notada por los observadores pudiera completarse hasta constituir prueba que permitiera ya sea sancionar a los infractores, o sugerir medidas que limitaran los incentivos para ejercer el poder mercado. Así, varios informes y presentaciones, pero en particular los informes 28, y 32 34 y 35 resumen el caso y exploran la aplicación de una metodología que permita tipificar conductas que perjudiquen el mercado mediante el establecimiento secuencial de

la capacidad de poder ejercerlo, de que efectivamente la acción haya afectado el precio de bolsa y de que finalmente la empresa se haya beneficiado con ello.

El CSMEM reconoce que varios factores afectan la formación de precios en la bolsa, como son la disfuncionalidad del mercado del gas y un margen de reserva más estrecho. Quizá el elemento más notorio es el alto valor de las ofertas térmicas que permite a los generadores hidráulicos un techo suficientemente amplio para fijar los precios.

“El CSMEM ha podido constatar que las ofertas de varias plantas, pertenecientes a todos los agentes con recursos hidráulicos de magnitudes considerables, oscilan mediante variaciones bruscas, delimitadas entre el precio mínimo de oferta regulado y algún precio en el rango de cierre del mercado”¹⁵.

Durante los primeros meses de 2009 la SSPD realizó visitas de inspección a los generadores, pidiéndoles una explicación detallada de sus estrategias de oferta de precios. Los generadores han respondido por escrito en detalle a las observaciones del CSMEM y de la SSPD, explicando los altos precios de la oferta térmica, así como las ofertas altas en períodos húmedos en los que existe buena posibilidad de verter. FEDESARROLLO tuvo acceso a las explicaciones de algunas empresas, no encontrando a primera vista contradicciones en ellas. No obstante, es importante dejar muy claro que está fuera del alcance de este estudio expresar un juicio sobre la idoneidad de las estimaciones de costos presentadas, juicio que corresponde exclusivamente a la SSPD. Es importante destacar que, si bien un precio alto de oferta de una planta, en un día en que las probabilidades de vertimiento son bajas, es sospechosa y como tal no sólo es legítimo sino deseable pedir las explicaciones del caso, no necesariamente constituye una evidencia. Es más, existen numerosas oportunidades para ejercer poder de mercado con movimientos de embalses que no resulten en vertimientos en el futuro cercano, dependiendo de las características de los sistemas.

¹⁵ CSMEM Informe 32 Octubre de 2008.

El CSMEM es consciente de las dificultades de establecer en forma contundente esta existencia: “Esta tarea es aún más compleja en un sistema dominado por recursos hídricos. Incluso detectar la intención de un comportamiento anti-competitivo por parte de un agente es particularmente complejo, porque el costo de oportunidad del agua, principal elemento del costo marginal de generación de las plantas hídricas, lo determinan las expectativas futuras del precio de la energía eléctrica, lo que crea una circularidad en la relación entre costos y precios”¹⁶.

La capacidad de ejercer poder dominante en el mercado depende de la estructura del mercado, de la existencia de respuesta de la demanda y de los niveles de contratación, entre otros. Wolak¹⁷ discute la forma como una empresa que tenga contratada la mayor parte de su producción pierde los incentivos para ejercer poder de mercado y define una metodología para determinar en forma indirecta el índice de Lerner, un indicador de capacidad de ejercer poder de mercado. La subasta por confiabilidad contribuye también a morigerar cierto tipo de ejercicio de poder de mercado al establecer el precio de escasez como tope de precios, pero no asegura contra precios promedios elevados ocasionados por deficiencias en el mercado.

La primera fase de la metodología usada por CSMEM para tipificar instancias de alta potencialidad de ejercer poder de mercado se basa en la estimación del índice de Lerner. FEDESARROLLO discutió en detalle con el CSMEM y la SSPD su aplicación llegándose a la conclusión de que, dadas las características del proceso de oferta en Colombia, se podrían hacer algunas mejoras. Entre otras cosas, se sugiere definir las curvas de demanda residual por empresa, en forma diaria y hacer un ajuste a la misma solamente en la zona vecina al precio observado. También es importante descontar de la demanda residual las cantidades contratadas a precio fijo por los generadores. El CSMEM trabaja actualmente con el apoyo del Profesor Wolak en la mejora de la

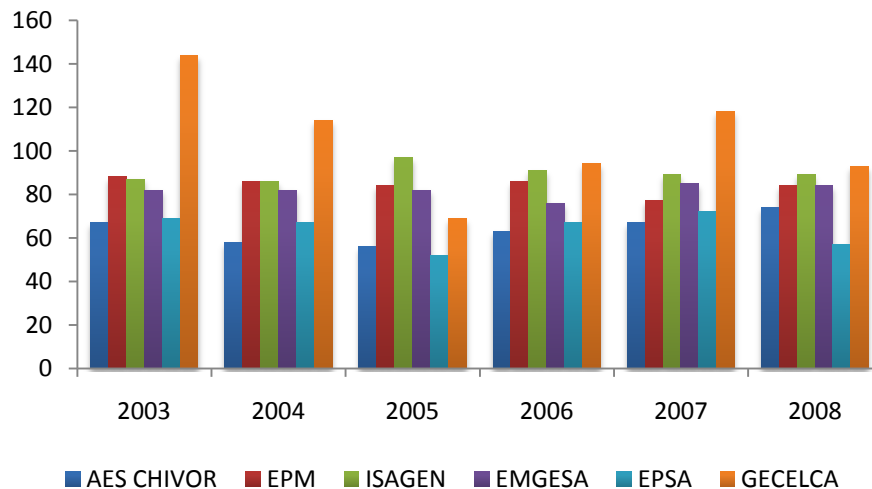
¹⁶ CSMEM ibid.

¹⁷ Wolak, Frank. 2004. Designing Competitive Wholesale Electricity Markets for Latin America. Competitiveness Studies Series working papers C-104. Washington, DC, Banco Interamericano de Desarrollo. Disponible en http://www.iadb.org/RES/index.cfm?fuseaction=Publications.List&type=pub_type&pub_type_id=COM&pub_type_id_1=COM

estimación y en la interpretación de los indicadores que permitirían tipificar mejor el ejercicio de poder dominante así como su mitigación en la forma más eficiente. A pesar de las dificultades, ésta es una tarea que debe continuarse y perfeccionarse en la forma como se discute más adelante en este informe.

En general, los mayores generadores tienen un porcentaje importante de su generación real contratada de acuerdo con los datos de XM presentados en la gráfica 20. Si toda la demanda se contratara a precios fijos y el promedio anual es representativo, la Gráfica 19 indicaría que los generadores más importantes se encuentran contratados a niveles cercanos al 80%, lo que de por sí mitigaría los incentivos para ejercer poder de mercado en forma considerable.

Gráfica 19
Contratación de las mayores empresas generadoras como porcentaje de la generación real 2003 - 2008

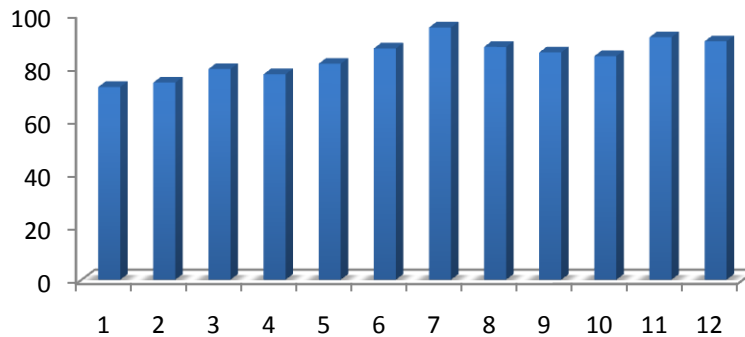


Fuente: XM y cálculos de FEDESARROLLO

Es importante destacar que existen numerosos tipos de contratos y no todos ellos se liquidan a precio fijos. De acuerdo a XM entre el 6 y el 10% de las cantidades contratadas están ligadas directamente al precio de bolsa. Además, la distribución anual de la contratación puede variar, como lo indica la Gráfica 20 para EPM en 2008. Es lógico que durante los meses secos la contratación sea menor que la generación, puesto que los

generadores evitan el riesgo de tener que comprar a precios altos en el mercado para suplir sus contratos.

Gráfica 20
Contratación de EPM 2008



Fuente: XM y cálculos de FEDESARROLLO

Si bien el alto grado de contratación desincentiva a los generadores para ejercer poder de mercado en el corto plazo, la información sobre los contratos es confidencial y solamente pueden hacerse especulaciones de tipo general sobre las características de los mismos, por lo que el CSMEM debería tener mejor acceso a la información que permita establecer el grado de contratación a precio fijo para sus análisis del Índice de Lerner. Con un sistema bien diseñado de contratación que considere contratos estandarizados estos problemas no existirían.

El mercado de contratos debería ser más elástico que el mercado de corto plazo pues existe la oportunidad de entrada en el mercado y mayor posibilidad de ajustar la demanda. No obstante, las quejas de los usuarios no regulados radican fundamentalmente en las dificultades para conseguir ofertas y en el incremento de su precio, situación que se analiza en la siguiente sección.

Con respecto a la posición del CSMEM y a las labores que ha venido desarrollando en el período reciente, junto con la evidencia presentada a lo largo de este capítulo, FEDESARROLLO considera que (i) la evolución de los precios (de bolsa y contratos)

muestran un nivel de respuesta “razonable” a los movimientos de los fundamentales del mercado. Así, no se evidencia ninguna tendencia persistente en los 12 años analizados que apunte hacia el ejercicio generalizado de prácticas anticompetitivas; (ii) esto no quiere decir, sin embargo y como lo nota el CSMEM, que esas prácticas no existan en ciertos episodios (por ejemplo, en algunas horas del día) o en mercados locales. Existen algunos indicios, como la inusitada alta hidrología o la escasez de ofertas de contratos, que podrían interpretarse como prueba de prácticas no competitivas. Sin embargo, y también como lo expresa el CSMEM, esos eventos son sólo indicios y no son suficientes para configurar el hecho. En todo caso, esos indicios también pueden ser parcialmente explicados con argumentos como los que se plantearon en este capítulo. El punto de fondo es que las tendencias de largo plazo no muestran esos comportamientos de manera persistente en el tiempo, que es el aspecto central para que se configure un hecho de prácticas anti-competitivas con un impacto negativo severo sobre los consumidores; y (iii) estas dos consideraciones ponen de presente el hecho fundamental que las prácticas anti-competitivas son muy difíciles de detectar y, sobretodo, de probar. Esto lo ha demostrado la experiencia internacional de manera recurrente. Por eso, lo importante es tener claro que la existencia de poder de mercado por sí sola no dice nada. Es más, el uso de ese poder tampoco es necesariamente evidencia suficiente. Lo único que justifica intervenciones de regulación y/o control es la persistencia de ese uso, y que se pueda demostrar que hay la intención de hacerlo así, de manera que cause daño sustancial al consumidor.

Así las cosas, lo importante es fortalecer la capacidad de supervisión del ejecutivo mediante (i) el establecimiento de un proceso claro a seguir cuando se tengan indicios o sospechas de comportamientos no competitivos; y, aún más importante, (ii) la consolidación de un organismo de monitoreo independiente, como el CSMEM, que cada vez tenga más recursos técnicos y de información para cumplir su labor de manera adecuada. En todo caso, ese organismo no debe tener competencias formales (legales o administrativas) para sancionar y debe servir puramente como consejero de la autoridad pertinente. Ahora, para que el consejo que brinda tenga valor, la experiencia e idoneidad de sus miembros no debe ser objeto de ninguna duda, y debe contar con todos los

recursos técnicos y la información necesaria. Finalmente, para que la labor del CSMEM sea realmente útil debe establecerse, en la medida de lo posible, una serie de medidas o índices apropiados que permitan aproximar el nivel de competencia en el mercado y, de esta manera, ayuden a detectar problemas de diseño o arquitectura que afecten ese nivel. Lo que haga el Comité siempre debe ser público y sometido al amplio debate. Esa es la manera más sana de identificar los problemas y proponer soluciones adecuadas.

3.9 Papel del Mercado de Contratos

En esta sección se examina la funcionalidad del mercado de contratos de largo plazo de electricidad en Colombia y se comentan las posibles razones para que exista un diferencial entre los precios de contratos para el mercado regulado y para los usuarios no regulados.

Ha sido reconocido de tiempo atrás que este mercado no es eficiente¹⁸. Al iniciarse el mercado en 1995, las distribuidoras tenían la obligación de contratar toda su demanda, pero a partir de 1999 la contratación fue voluntaria. Existen numerosas variedades de contratos, y sus términos son confidenciales, pero las más frecuentes son “pague lo contratado” y “pague lo consumido”. En esta última modalidad los precios de una porción importante están estrechamente ligados al precio de bolsa. Después de la liberación de la contratación obligatoria, el regulador ha explorado diferentes fórmulas para hacer un traspaso adecuado de los precios de generación al consumidor regulado y evitar que las empresas verticalmente integradas se beneficien de las oportunidades que les brinda la integración de trasladar al consumidor los mayores costos de contratación con sí mismas. También ha buscado establecer un mercado organizado de contratos.

Según el CSMEM (informe 34), el mercado de contratos en los últimos años se ha convertido en un mercado de vendedores, a diferencia de lo ocurría en años

¹⁸ Ver por ejemplo las justificaciones de la CREG para crear el MOR.

anteriores cuando la existencia de excedentes y un precio bajo, incentivaban a la contratación. No obstante, como se indica en la gráfica 21, los generadores, con un par de excepciones, parecen estar bien contratados en el año 2008 y anteriores pero dejando un margen importante para la bolsa. El sector no regulado, que no puede comprar directamente en bolsa ha encontrado dificultades para contratar. Según anota la ANDI algunos clientes no han recibido ofertas sino de un solo generador. La ANDI se queja de que en promedio los contratos de los NR firmados en 2008 se han incrementado un 30% con relación a los precios contratados anteriormente. Y que los plazos son muy cortos.

En cuanto a la dificultad para contratar, la estrategia de manejo de riesgo de los generadores (*Value at Risk*), la evolución esperada de los precios de bolsa y la ausencia de instrumentos de cobertura en el mercado les obliga a mantener un volumen importante de ventas en la bolsa. Además, no existe suficiente oferta para contratar toda la demanda, puesto que ante la incertidumbre de los precios de los combustibles los generadores térmicos se muestran renuentes a hacer contratos a muy largo plazo. Sobre los precios, debe tenerse en cuenta, en las comparaciones con contratos anteriores, que estos se hicieron en épocas en las que el margen de reserva era más amplio y que los precios de los contratos son influenciados fundamentalmente por las expectativas futuras. Los contratos negociados en 2008 responden a las expectativas de crecimiento económico antes de la crisis, y cuando la incertidumbre sobre los precios y disponibilidad de gas, así como la hidrología permanecían altas.

Los argumentos presentados por ambas partes en cuanto a los volúmenes de contratación y a las alzas de precios recientes no dejan de tener un asidero justificado, la pregunta pertinente es entonces si existen incentivos para reducir los niveles de contratación y porqué persisten diferencias entre los contratos para los mercados no regulados y para los regulados.

¿Existen incentivos a reducir los niveles de contratación?

Un generador racional definirá su estrategia de participación en el mercado mayorista de acuerdo a la siguiente secuencia, que tiene una expresión clara en el lenguaje de las finanzas modernas¹⁹. En primer término, definirá su perfil de riesgo, reflejado en su meta de rentabilidad corporativa. Esto implica hacer un acoplamiento entre el perfil temporal de los ingresos por diferentes fuentes de ingresos (ventas en bolsa, contratos e ingresos por prima por cargo por confiabilidad) y la estructura financiera de la firma (deuda + patrimonio). Un mayor grado de ingresos no contingentes por prima de cargo por confiabilidad estará ligado con la posibilidad de mayor nivel de deuda de alta calificación crediticia.

Asumiendo las primas de cargo por confiabilidad asignadas reglamentariamente, el generador construirá el portafolio de ventas en bolsa y contratación, período por período, que maximice la utilidad esperada de la rentabilidad del patrimonio apalancado (ROE), con las restricciones de riesgo definidas por la corporación y de entrega de energía firme. En un mercado en el cuál todos los compradores tienen calidad crediticia, el nivel de contratación solamente estará determinado por la aversión al riesgo. Un generador neutral al riesgo venderá toda su producción en bolsa y no habrá participado en la subasta de cargo por confiabilidad. Un generador averso al riesgo siempre tendrá en su portafolio una cantidad estrictamente positiva de contratos.

En el óptimo, sin potencial de convertirse en agente pivotal (el que pone el precio de bolsa), sin contratos de cobertura con otros generadores, y en el margen, la magnitud de la contratación crece con la volatilidad del precio de bolsa. En el caso de las plantas hidráulicas, también decrece en el margen con la proximidad de eventos de escasez y este efecto domina sobre el primero. Esto se explica por la inminencia de ejecución de la opción de producir energía firme y el costo de incumplir.

¹⁹ Ver por ejemplo el capítulo 8 de Zenios, S. A. 2007. *Practical Financial Optimization*. Singapore: Blackwell Publishing.

Cuando los compradores son heterogéneos en calidad crediticia (especialmente algunas firmas distribuidoras), los generadores deben imponer una prima por la probabilidad de incumplimiento de pagos. Puesto que el contrato bilateral concentra el riesgo de contraparte, el comprador incumplido preferirá no pagar la prima que le cobraría el generador en un contrato bilateral e iría a bolsa, lo que es óptimo para ambas contrapartes, al costo de socializar el riesgo de contraparte entre todos los generadores. Los mejores clientes para los generadores son aquellos que combinan buena calidad crediticia y un alto factor de carga. Algunas industrias altamente consumidoras de energía caben dentro de esta categoría. Las razones anteriores indican claramente la presencia de altos costos de transacción y de feroz competencia por quedarse con los mejores clientes. La existencia de integración vertical entre generación y distribución (que subsiste por razones históricas) le sirve a las firmas integradas para reducir estos costos de transacción, pero reduce el tamaño efectivo del mercado de contratos para el resto de generadores y distribuidores.

Desde el punto de vista de los distribuidores también hay fuerzas que incentivan a reducir los niveles de contratación. Las reglas de traspaso de la componente de generación al usuario final privilegian las compras en bolsa (traspaso total), mientras que sólo dan traspaso parcial a las compras por contratos (en últimas, el porcentaje traspasado se relaciona negativamente con el precio del contrato). Este método puede reflejar desconfianza regulatoria en los incentivos a contratar bien por parte de los distribuidores, o trata de remediar las debilidades de la negociación bilateral, en reconocimiento a las falencias del mercado de contratos, o asume que los precios de contratos deben ser iguales para todos los compradores, con independencia de su calidad crediticia. Cualquiera que sea la motivación, el efecto de este tratamiento diferencial en el traspaso debilita el mercado de contratos y termina justificando la medida con un razonamiento circular (“se discriminan negativamente los contratos porque el mercado de contratos es débil”).

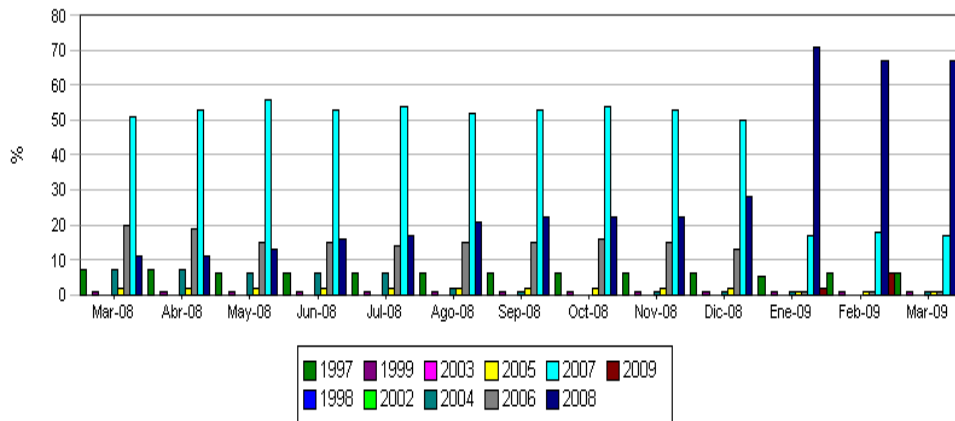
Algunos generadores postulan el aumento de volatilidad como una de las causas para la reducción de la contratación. Esta explicación no es plausible en las condiciones de

racionalidad e imposibilidad de ejercer poder de mercado, a menos que el generador esté corrigiendo errores de sobre-contratación en el portafolio que reducen la rentabilidad esperada sobre activos. Esto no debe suceder si el generador tiene a su disposición curvas *forward* y curvas de nivel de volatilidad y tiene la disciplina de adaptar la composición de su portafolio de acuerdo a las políticas corporativas de control de riesgo. Por último, las dificultades de contratar gas natural por parte de los productores y la incertidumbre de abastecimiento futuro desestiman la contratación de esos generadores.

La Gráfica 21 muestra el porcentaje de la demanda comercial que se abastece con contratos (discriminada por año de firma). Como en años anteriores, un porcentaje muy importante de los contratos firmados en 2008 entra en vigencia en enero de 2009, lo que permite explicar, junto con los mayores precios para la estación seca, las alzas relativas en precios de contratos que se observan todos los años. Se nota, eso sí, que el volumen de contratación disminuye ligeramente en los primeros meses de 2009. Esto podría explicarse por los incentivos a los comercializadores de la Resolución 119 de 2007 que les permite pasar todo el costo de compras en bolsa, pero no en todos los casos los de compras en contratos cuando éstas superan el costo medio.

Gráfica 21

Porcentaje de la demanda comercial abastecida con contratos 2008 - 2009

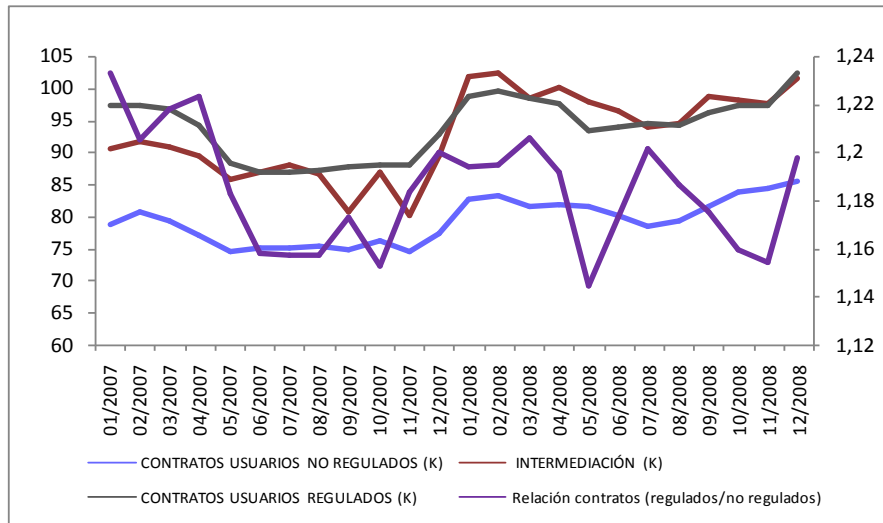


Fuente: XM

¿A qué se debe la el diferencial de precios de contratos entre los dos ambientes?

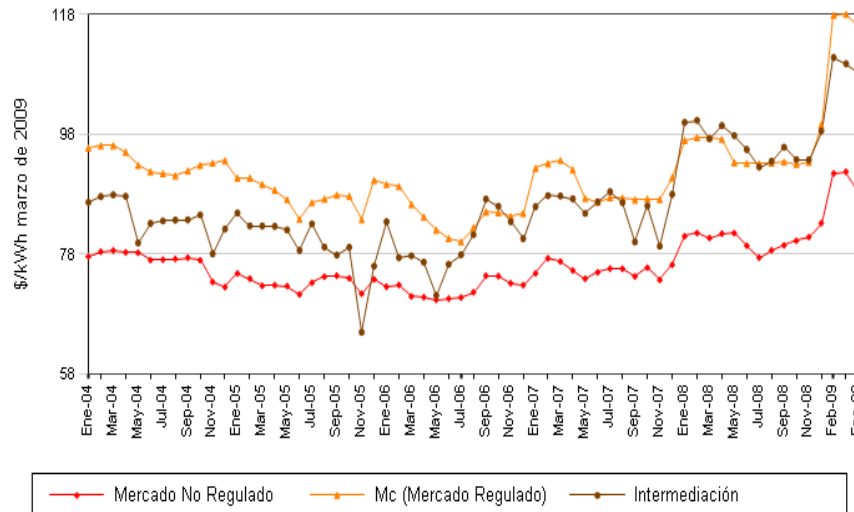
La Gráficas 22.a y 22.b muestran los precios de contratos para el mercado regulado y no regulado. Se observa un precio superior para el mercado regulado, con la diferencia que se mantiene entre el 16 y el 22%.

Gráfica 22.a
Precios de contratos por destino 2007-2009



Fuente: XM

Gráfica 22.b
Precios de contratos por destino 2004-2009



Fuente: XM

EL CSMEM indica que la brecha entre los precios de contratos mercado regulado y libre es un indicador del mal funcionamiento del mercado de contratos. Puede ser, sin embargo, que un factor de carga más elevado y mejores condiciones crediticias, entre otros permiten dar descuentos a los no regulados. De hecho, la evidencia indica que las diferencias sustanciales entre factores de carga (con el mercado no regulado mostrando uno bastante mayor), explican en buena medida el diferencial de precios. El caso es que los contratos firmados en 2008 parecen haber subido la misma magnitud para ambos tipos de usuarios y el diferencial sigue el patrón estacional acostumbrado. El primer argumento relativo al factor de carga es relevante, pero cabe preguntarse el impacto relativo del riesgo crediticio. Debe notarse que dada la mejora de la situación financiera de las empresas distribuidoras controladas por la Nación se esperaría un menor riesgo de crédito para las mismas, lo que se debería haberse reflejado en un aumento de su volumen de contratación en años recientes.

Lo que si aparece claro es que existe cierta discriminación y estrategia de contratación, favoreciendo a aquellos comercializadores que ofrecen menor riesgo. La incapacidad de algunos usuarios regulados o comercializadores para contratar a los mismos precios ilustra la falta de adecuados instrumentos de cobertura del riesgo financiero y/o estrategias sofisticadas de contratación, pero también puede ocultar otras imperfecciones del mercado.

Determinantes del precio de contratos

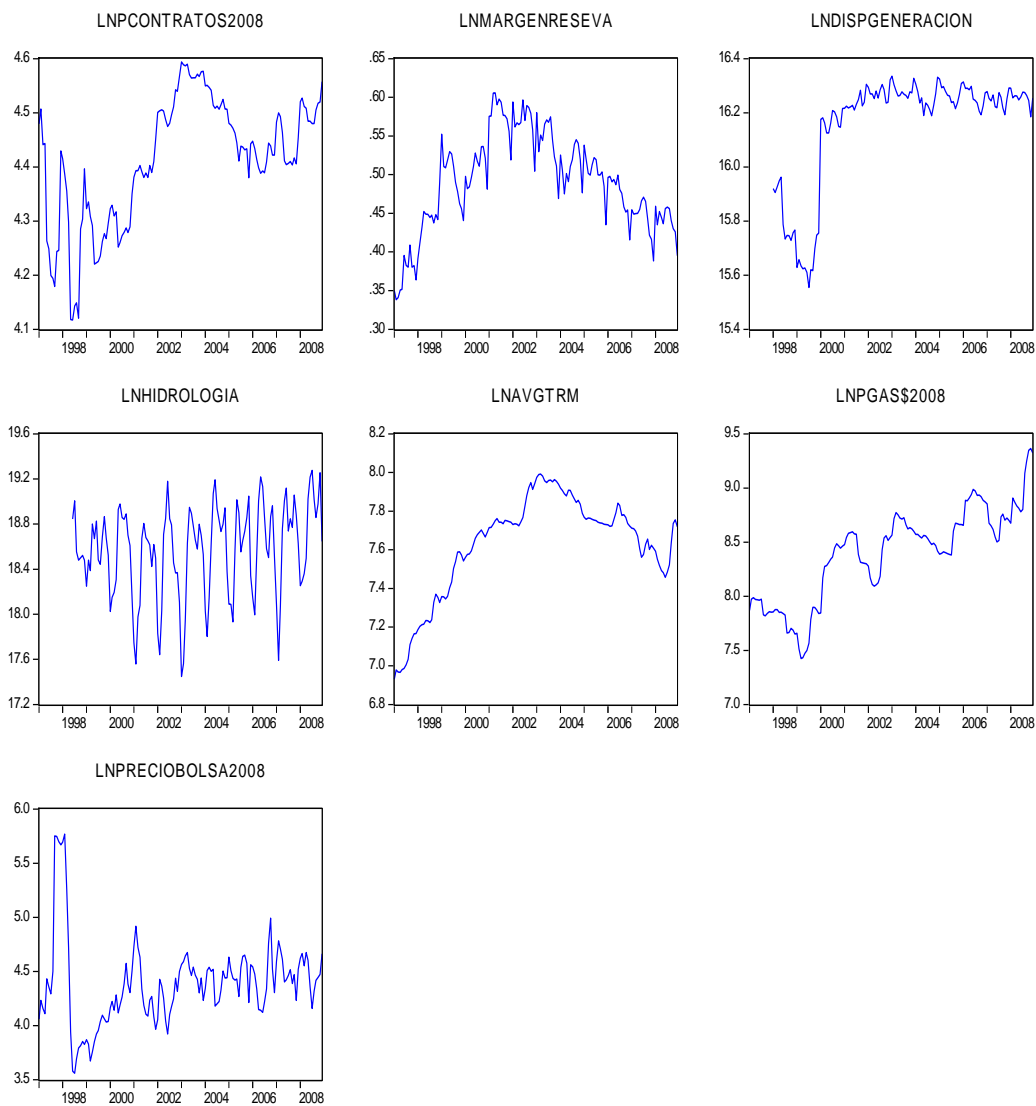
Para complementar el anterior análisis, se estiman econométricamente los determinantes de los precios de contratos a partir del siguiente modelo (3):

$$(3) \ln p_{\text{contratos}2008} = c + \beta_1 \ln \text{margen reserva} + \beta_2 \ln \text{disp generación} + \beta_3 \ln \text{hidrología} + \beta_4 \ln \text{trm} + \beta_5 \ln \text{pgas} \$2008 + \ln \text{peer}2009 + \beta_7 \text{dummy confiabilidad} + \beta_8 \text{dummy R119} + \varepsilon_t$$

La variable dependiente es el logaritmo natural del precio promedio mensual de los contratos despachados y las variables independientes son el margen de reserva, la

disponibilidad de generación, el aporte de los ríos (hidrología), la tasa de cambio nominal, el precio de gas y el precio de bolsa (que puede actuar como referente para los contratos, además, de determinar en gran parte las estrategias de riesgo de los generadores) expresados en precios de diciembre de 2008. Todas las variables independientes están expresadas en logaritmos naturales para datos mensuales del periodo enero de 1997 a diciembre de 2008 (Gráfico 23).

Gráfico 23
Precio de contratos real \$ 2008.



Fuente: cálculos de los autores

Los resultados de este ejercicio se presentan en el cuadro 5. Se observa que el precio de los contratos está explicado por la hidrología, la tasa de cambio nominal, el precio de gas, el precio de bolsa nacional y las *dummy* para la Resolución 119 y el cargo por confiabilidad. Mientras la hidrología tiene un efecto negativo sobre el precio de los contratos, incrementos en la tasa de cambio, el precio del gas y el precio de bolsa nacional tienen efectos positivos y significativos. En particular, mientras que un incremento de 1% el precio de bolsa ocasiona un incremento de 0.114% en los precios de los contratos transados, una mayor devaluación nominal puede incrementar los precios de los contratos en un 0.36% (columna 2 cuadro 5). Cuando se tiene en cuenta el precio del gas y el precio de bolsa conjuntamente, el impacto del precio de bolsa nacional sigue siendo significativo aunque de menor magnitud. Cuando se tiene en cuenta los cambios regulatorios, se observa que estos han ocasionado un incremento permanente en los precios de los contratos.

Cuadro 5
Resultados precio de contratos (\$ 2008). Datos mensuales marzo/1998-diciembre/2008

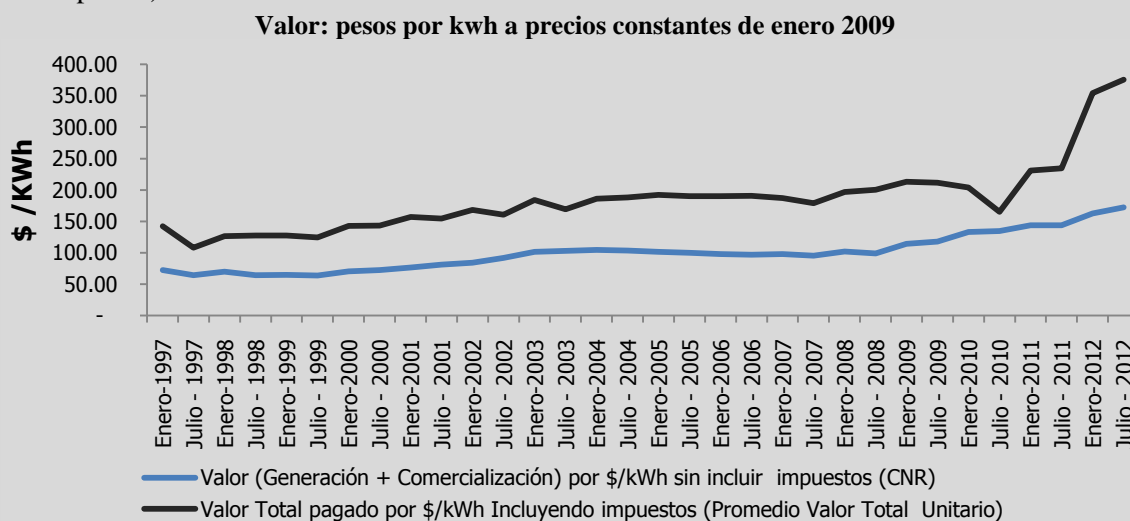
Independientes logaritmo natural de:	Variable dependiente: Logaritmo natural del precio de contratos (\$ 2008)			
	(1)	(2)	(3)	(4)
Hidrología	-0.041**	-0.002	-0.042**	-0.040***
Tasa de cambio nominal	-	0.360***		0.500***
Precio de gas\$2008	0.127***	-	0.124***	-
Precio de bolsa nacional\$2008	0.090**	0.114***	0.092***	0.016
Dummy Resolución 119	-	-	0.007	0.046**
Dummy Cargo por confiabilidad	-	-		0.096**
Constante	3.727***	1.2***	3.750***	1.225***
Período regresión	1998M06 2008M12	1998M06 2008M12	1998M03 2008M12	1998M03 2008M12

***Significativo al 99% de confiabilidad, ** Significativo al 95% de confiabilidad, *Significativo al 90% de confiabilidad

Fuente: cálculos de los autores

Recuadro 3.2: encuesta nacional a empresas del sector industrial sobre las tarifas negociadas y las finalmente pagadas

Con la colaboración de la Andi, se realizó una encuesta a nivel nacional con el fin de tener una noción del valor de las tarifas de energía que finalmente pagan algunas empresas del sector industrial en la modalidad de contratos. La encuesta pregunta nivel de tensión, fecha de inicio del contrato, fecha de terminación del contrato, consumo promedio en el mes en kwh y la serie histórica de valor (generación + comercialización) por kwh sin incluir impuestos y el valor total pagado por kwh incluyendo impuestos. Se obtuvo respuesta de 19 empresas ubicadas en diferentes zonas del territorio nacional. Con el fin de tener una ilustración de la evolución de estas dos últimas variables, se ha calculado el promedio de esos valores, aún cuando algunos de ellos están en diferente nivel de tensión (es decir, sirven sólo como guía). Los resultados se muestran en la siguiente gráfica (los datos a partir de julio de 2009 son proyecciones que realizan las empresas).



Los resultados muestran que efectivamente desde finales del año 2007 se comenzó a dar un aumento en los precios de los contratos de estas empresas que no son representativas (estadísticamente) de ningún universo. Las proyecciones reflejan que se espera que la tarifa final continúe aumentando.

3.10. Qué se puede decir sobre el futuro de los precios de la energía?

Aunque la pregunta del título es bastante difícil de contestar, en esta sección se trata de imaginar, dado el comportamiento de las variables relevantes, cual podría ser la senda que los precios de electricidad podrían tomar en un futuro cercano. Usando los resultados de las estimaciones econométricas y el sistema de modelos macroeconómicos de Fedesarrollo, a continuación se presentan las simulaciones de crecimiento de la economía

a nivel agregado y sectorial. Primero se hace una breve descripción del modelo utilizado, luego se presentan los resultados de crecimiento económico para tres escenarios (base, alto y bajo) y finalmente se relacionan estos escenarios con el comportamiento probable del precio de la energía eléctrica.

Modelo de Equilibrio General Computable

Para las proyecciones a nivel nacional, Fedesarrollo cuenta con un Modelo de Equilibrio General Computable (MEGC), a través del cual es posible realizar las proyecciones para la economía colombiana en el corto y mediano plazo. El modelo obtiene las tasas de crecimiento anual de los principales sectores productivos y los rubros de demanda de la economía nacional para un período de 5 años. Dentro de los sectores de producción se encuentran la actividad agropecuaria, la minería, la industria, la construcción, el comercio y los servicios; mientras que los rubros de demanda con los que cuenta el modelo son el consumo público y privado, la inversión pública y privada, las exportaciones y las importaciones.

El análisis de problemas económicos a través del equilibrio general se fundamenta en la idea de que todos los agentes de un sistema económico toman las decisiones que resulten más convenientes (óptimas) para sí mismos y, dado que tienen en cuenta las decisiones de los demás, llegan a una decisión óptima o equilibrio para toda la economía. Este tipo de modelos son conformados por relaciones matemáticas que describen el comportamiento de los componentes de la oferta (los productores), la demanda (los consumidores), los sectores institucionales (el gobierno) y el sector externo.

Las tres características más importantes de los MEGC son los arquetipos de producción, el mecanismo de simulación de las exportaciones y las importaciones y el cierre macroeconómico. Los arquetipos de producción determinan el mecanismo de transformación de los factores de producción en producto económico. En este modelo, la producción en todos los sectores se modela de igual forma, a partir de tres factores de producción y una canasta de insumos. La forma de modelar las decisiones de exportación

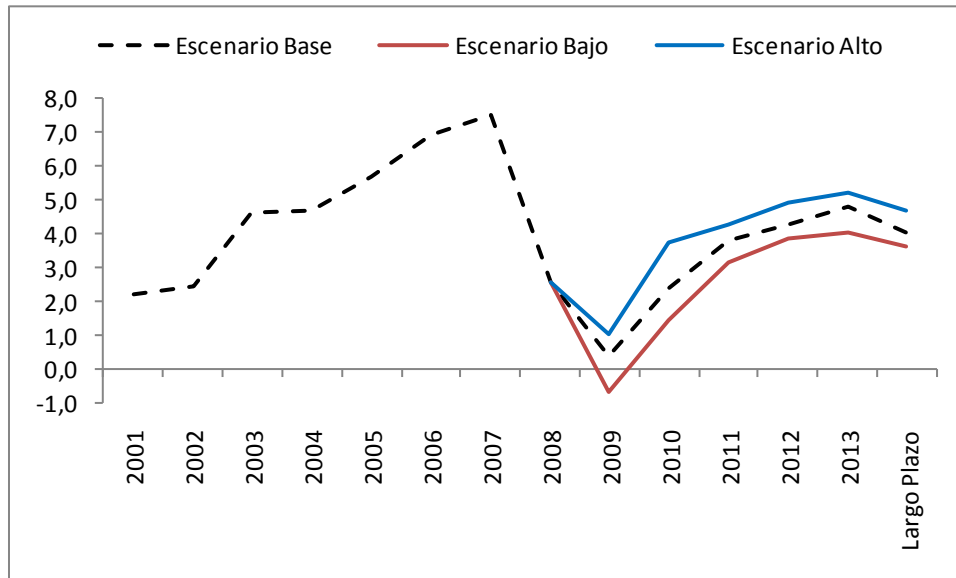
e importación es conocida como el supuesto de Armington. La producción sectorial se divide entre la demanda nacional y la externa por una función de elasticidad de transformación constante (CET). Las importaciones se modelan con un mecanismo equivalente, donde los consumidores escogen entre bienes domésticos e importados a través de una función de elasticidad de sustitución constante (CES). Finalmente, el mecanismo de cierre del modelo está determinado por el equilibrio en la cuenta de capitales, esto es, la equivalencia entre las fuentes de ahorro y la inversión. De esta forma, la inversión bruta debe ser igual a la suma del ahorro privado, el ahorro público y el ahorro externo. Dentro de la especificación usada para este proyecto, se definió la inversión y el ahorro público de forma exógena, para que se ajustaran el ahorro privado y el ahorro externo de forma endógena.

Proyecciones Nacionales

A continuación se hará una descripción del escenario de crecimiento para la economía. En el gráfico 24 se puede observar el crecimiento de la economía nacional en tres escenarios.

Dentro del escenario base, se contempla que la economía nacional experimentará un virtual estancamiento en 2009. Se estima que el crecimiento del PIB este año se ubicará en 0,4%, lo que, si bien es un crecimiento pobre comparado con el ritmo sostenido durante el período 2003-2007, representa una cifra aceptable por el adverso contexto internacional. El crecimiento positivo de Colombia en 2009 se sustenta en una recuperación parcial en la segunda mitad del año debido a una mejora en el panorama de crecimiento de los mercados emergentes y a los efectos rezagados de la política monetaria expansiva llevada a cabo por el Banco de la República. Para 2010 se espera una ligera recuperación adicional de la economía nacional, acorde con una mejora en las perspectivas de crecimiento externo. En el mediano plazo, se estima que el país va a recuperarse conforme mejora el panorama de la economía global, y contemplará una tasa de crecimiento promedio de 4,3% en el período 2011-2013.

Gráfico 24
Crecimiento nacional en los tres escenarios



Fuente: Cálculos Fedesarrollo.

Por el lado de la oferta, el sector más dinámico será la minería. Mientras tanto, los sectores de industria y comercio serán los más afectados en el corto plazo, con una recuperación palpable después de 2010. La actividad agropecuaria, por su parte, mantendrá un ritmo mediocre en los años 2009 y 2010. La construcción continuará con un crecimiento mucho menor al experimentado en el pasado, y dependerá fuertemente de la evolución del rubro de obras civiles y de la ejecución de la inversión pública. Finalmente, el sector servicios seguirá la misma senda de crecimiento de la economía nacional, principalmente impulsado por el comportamiento del sector financiero (ver Cuadro 6).

Cuadro 6
Crecimiento Nacional en el Escenario Base (%)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Agropecuario	2.7	0.4	1.6	3.1	4.3	4.5
Minero	7.3	7.2	6.6	8.2	7.0	7.3
Industrial	-1.8	-5.1	2.3	3.7	3.8	5.1
Construcción	1.7	3.8	1.9	3.9	4.5	4.7
Comercio	1.7	-2.6	2.0	4.9	4.2	4.3
Servicios	3.7	1.8	2.3	3.4	3.7	4.3
Imp. Indirectos netos	3.2	0.9	2.8	4.5	4.6	5.0
Consumo total	2.1	0.7	1.3	3.4	3.4	3.6
Consumo privado	2.3	0.6	1.2	3.7	3.6	3.7
Consumo público	1.3	1.1	1.9	2.3	2.9	3.2
Inversión total	8.8	-4.0	3.7	4.3	4.7	5.3
FBKF privado	10.0	-6.0	4.6	4.3	4.8	5.4
FBKF público	2.0	6.1	-0.5	4.5	4.2	4.6
Variación existencias	3.9	311.5	-7.1	5.4	2.1	1.8
Exportaciones	7.0	-5.2	3.2	4.5	5.1	7.2
Importaciones	9.8	-6.2	0.8	3.0	3.1	3.6

Fuente: Modelo de Equilibrio General de Fedesarrollo.

En el Cuadro 7, por su parte, se pueden observar los supuestos usados para este escenario. Estos indicadores son introducidos dentro del modelo como variables exógenas, y comprenden el panorama para la economía mundial, las estimaciones de producción de los sectores primarios (producción agropecuaria y minera), la tasa de cambio, el balance del sector público, y la evolución de algunas variables clave de la cuenta corriente de la balanza de pagos.

Cuadro 7
Supuestos Escenario Base Nacional

Sector Externo		2009	2010	2011	2012	2013
Pesos/USD	prom anual	2139	2020	1935	2100	2275
Devaluación Peso	prom anual	8.8	-5.5	-4.2	8.5	8.3
IED	US\$ Mill	7800	6900	8215	9981	11213
IED	%PIB	3.6	3.5	3.7	4.1	4.0
Remesas de los Trabajadores	US\$ Mill	4881	4910	5067	5285	5549
Remesas de los trabajadores	variación anual	-11.5	0.6	3.2	4.3	5.0
Otras variables		2009	2010	2011	2012	2013
Tasa de int deuda publ externa	%	7.0	7.0	7.0	7.1	6.6
Inflación	%	3.7	3.9	3.4	3.1	3.0
Sector Agropecuaria y Minero		2009	2010	2011	2012	2013
Producción pecuaria	variación anual	4.8	3.0	3.0	4.6	4.6
Producción silvicultura y pesca	variación anual	-9.0	18.7	7.9	7.3	6.7
Exportaciones café	iles de sacos de 60 k	9866	10763	11719	11933	14307
Precio externo café (prom anual)	US\$ cent por libra	155.1	144.4	136.4	136.4	136.4
Producción petróleo	KBPDDC	587	615	681	720	780
Carga de petróleo a refinerías	KBPDDC	311	309	356	392	396
Exportaciones crudo	KBPDDC	276	306	325	328	384
Precios del petróleo (prom anual)	US\$/barril	60.7	79.0	86.8	95.5	100.3
Exportaciones carbón	Mill de ton	105.9	113.3	119.4	124.4	128.6
Precios del carbón (prom anual)	US\$/ton	75.1	80.9	83.9	86.9	89.9
Economía Internacional		2009	2010	2011	2012	2013
Tasa de interés EU	% (prom. Anual)	0.13	0.35	2.00	3.50	4.00
Riesgo país	puntos básicos	360	300	250	210	160
Crec Estados Unidos	%	-3.1	1.0	2.2	1.9	2.0
Crec Unión Europea	%	-4.4	0.5	1.3	1.7	1.8
Crec Venezuela	%	-2.2	-2.8	-1.0	1.5	2.5
Crec. Ecuador	%	-2.1	0.8	1.3	1.8	2.5
Inflación Estados Unidos	%	-0.4	1.7	1.8	2.0	2.2
Inflación Unión Europea	%	0.3	0.8	1.3	1.4	1.7
Inflación Venezuela	%	29.5	30.0	35.7	32.1	30.6
Inflación Ecuador	%	5.0	3.0	4.5	5.0	5.0

Fuente: Fedesarrollo.

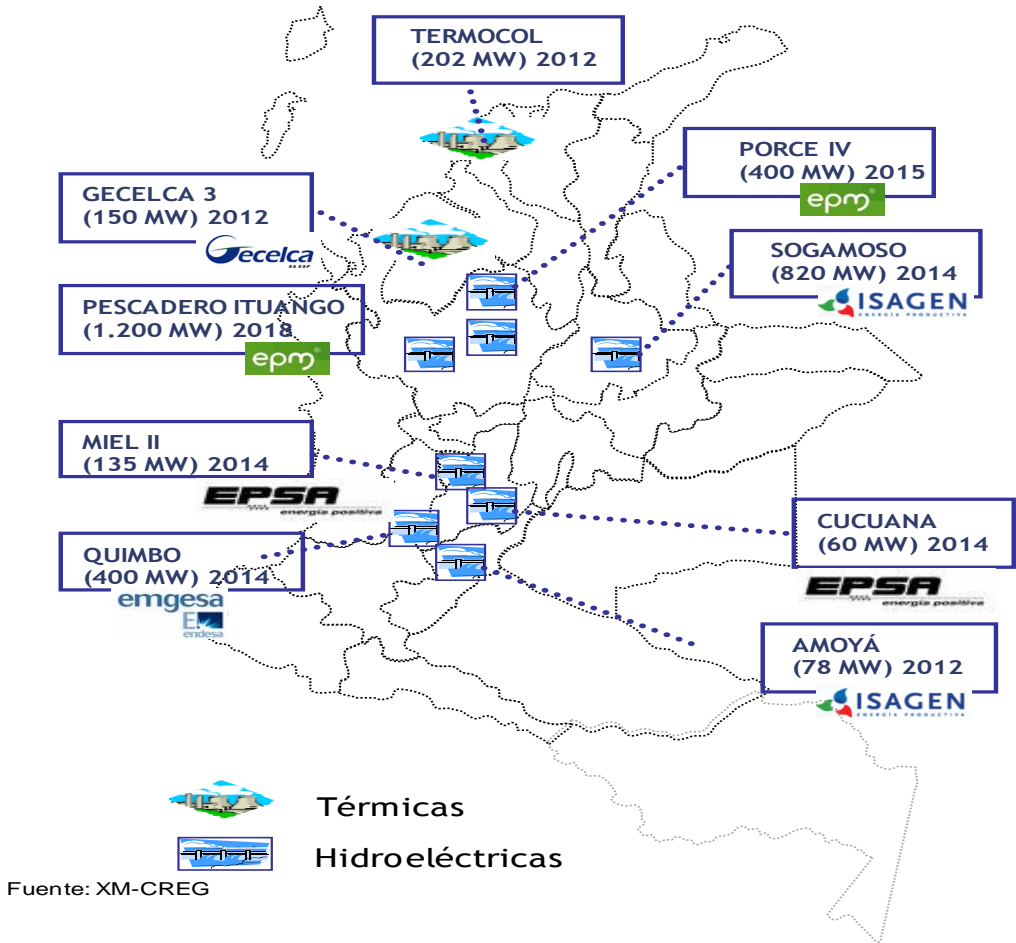
Precios de energía y escenarios macroeconómicos

En la sección 3.4 se estableció que los determinantes del precio de bolsa nacional son el margen de reserva, la disponibilidad de generación, la hidrología (aporte ríos), la tasa de cambio nominal (TRM), las exportaciones a Ecuador, el precio del gas en pesos de 2009, el precio de bolsa nacional rezagado un día y dos variables dicotómicas (“*dummies*”) que capturan los cambios regulatorios provocados por la Resolución 119 del 19 de febrero de

2008 y el Cargo por Confiabilidad que opera desde el primero de diciembre de 2006. Usando los resultados de estas estimaciones se puede inferir que en los próximos meses el precio de bolsa nacional se mantendrá alto por las siguientes razones: (i) la menor hidrología ocasionada por el fenómeno del niño, que ya es evidente; (ii) el incremento de costos de generación por la ausencia o complicación de conseguir gas en firme, lo que se refuerza por la mayor preponderancia que tendrá la generación térmica en un escenario de sequía; (iii) la dificultad para transportar el gas a algunas regiones; (iv) la recuperación del crecimiento económico que animará la demanda de energía; y (iv) la ausencia de nueva capacidad de generación en el futuro cercano. La única variable que podría atenuar la presión sobre los precios de la energía es la tasa de cambio que continúa descendiendo. Sin embargo, su comportamiento a futuro es bastante incierto. De hecho, dado el contexto de escasez de agua, combinado con problemas asociados a la disponibilidad de combustible, la elevación del precio de bolsa se constituye en una alternativa al racionamiento del servicio.

Sin embargo, si se incrementa la disponibilidad de generación en el mediano plazo, las estimaciones muestran que se puede más que contrarrestar los efectos de corto plazo ocasionados por la hidrología y el precio del gas. Estimaciones del DNP muestran que la generación hidráulica del país tiene un potencial de 90,000 MW, de los cuales hoy usamos sólo 9,000 MW. En el gráfico 25 se resumen los proyectos esperados para el mediano plazo.

Gráfico 25
Potencial de Generación eléctrica



3.11. Conclusiones preliminares

La discusión anterior indica que no es una tarea sencilla distinguir entre las posibles explicaciones de las alzas recientes en los precios de la electricidad en Colombia, en particular para los usuarios no regulados. No existe evidencia de que se haya ejercido poder de mercado de manera sistemática, lo que no significa que no se deban reforzar los esfuerzos de vigilancia del mercado. Más importante y más provechoso, la discusión ha permitido identificar aspectos del MEM que pueden mejorarse y contribuir a hacer más eficiente la formación de precios. Es importante examinar, ante todo, si el cambio de regulación a raíz de la entrada del cargo por confiabilidad, es suficiente para probar estadísticamente el posible cambio de régimen en nivel y volatilidad de precios en la bolsa, como parecen sugerir análisis preliminares a nivel horario. Con la vigencia del cargo por confiabilidad, los generadores compiten en tres instrumentos (bolsa, contratos y cargo) y puede ser racional para algunos productores tratar de evitar el despacho si se avecina una época de sequía, elevando sus ofertas. El posible cambio de régimen debe probarse en las horas pico de la noche, donde sería más notable este comportamiento.

El establecimiento de un mercado de contratos funcional y la disponibilidad de instrumentos de cobertura de riesgo es sin lugar a duda el más importante de los temas a tratar, en particular cuando la CREG ha sacado a consulta el proyecto del MOR. En segundo lugar, el trabajo del CSMEM puede fortalecerse, proceso que la SSPD ha iniciado con la contratación del profesor Wolak en forma simultánea con este estudio. Estos temas, junto con algunos comentarios a actividades que la CREG y la SSPD han desarrollado o tienen en proceso se tratan en más detalle en el capítulo 5.

ANEXO 1

En el año 2008 se empezó a aplicar la resolución 119 de 2007 por la cual se establece la normativa para los cargos al sector regulado. En el año 2008 las modificaciones a la normatividad vigente se relacionaron principalmente con las subastas de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad, la metodología de Cargos por Uso de las redes de los Sistemas de Transmisión Regional y de Transmisión Local, las Transacciones Internacionales de Electricidad, la Facturación Electrónica y con la comercialización de gas natural. Así mismo, la Comisión publicó para comentarios, proyectos de regulación relacionados con la remuneración de la generación de seguridad fuera de mérito, el Mercado Organizado Regulado - MOR -, la cogeneración y uno de los anillos de seguridad esbozados en la regulación del Cargo por Confiabilidad, como es el tratamiento de la demanda desconectable voluntariamente.

En lo siguiente, se presenta un resumen de los aspectos normativos más sobresalientes expedidos durante 2008 incluido en el Informe de Operación del Sistema y Administración del Mercado Eléctrico Colombiano 2008 publicado por XM en marzo 2009, y se completa con las medidas más relevantes expedidas a principios de 2009:

2008

Relacionados con la generación

Ley 1215: Por la cual se adoptan medidas en materia de generación de energía eléctrica y el tratamiento de la contribución de solidaridad para los cogeneradores.

Resoluciones CREG

019: Por la cual se modifican normas de las Resoluciones CREG - 071 de 2006 y CREG - 031 de 2007, relacionadas con la asignación de Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad.

020: Por la cual se adiciona el Anexo 2 de la Resolución CREG - 031 de 2007, que contiene el cronograma para el reporte de información para participar en la primera Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme.

029: Por la cual se define la oportunidad para la verificación de algunos parámetros para el cálculo de la ENFICC.

030: Por la cual se modifican normas de las Resoluciones CREG - 071 de 2006, 008 y 031 de 2007, relacionadas con la asignación de Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad.

035: Por la cual se regula el alcance a la solicitud de aclaración de parámetros.

037: Por la cual se modifica el Numeral 8 del Artículo 3 del Reglamento de Garantías para el Cargo por Confiabilidad adoptado mediante la Resolución CREG - 061 de 2007.

039: Por la cual se aprueba el “Procedimiento Operativo y Técnico del Administrador de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme - OEF”.

040: Por la cual se adopta el Reglamento de la Subasta de Sobre Cerrado para participantes con Plantas y/o Unidades de Generación con Períodos de Construcción Superiores al Período de Planeación de la subasta del Cargo por Confiabilidad (GPPS) y se modifica el Anexo 11 de la Resolución CREG 071 de 2006.

042: Por la cual se modifican los literales d. del numeral 3.12.2 y b. del numeral 3.13 del Anexo

042: Por la cual se modifican los literales d. del numeral 3.12.2 y b. del numeral 3.13 del Anexo 10, y b) del numeral 12.5 del Anexo 12, de la Resolución CREG - 0071 de 2006, y el Anexo 2 de la Resolución CREG - 031 de 2007; que contienen normas sobre la Asignación de Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad.

049: Por la cual se establecen condiciones para plantas con asignación de OEF cuya operación sea contratada con terceros.

055: Por la cual se modifica el numeral 2.2 del Anexo 2 de la Resolución CREG - 031 de 2007. Se modifican las condiciones para proyectos con varios desarrolladores para la subasta Generadores con Período de construcción Superior al Período de Planeación - GPPS -, así como el cronograma de la misma.

056: Por la cual se modifica el proceso de asignación del Reglamento de la Subasta de Sobre Cerrado para participantes con Plantas y/o Unidades de Generación con Períodos de Construcción Superiores al Período de Planeación de la subasta del Cargo por Confiabilidad (GPPS).

057: Por la cual se aclara y corrige la Resolución CREG 071 de 2006, modificada por la Resolución CREG 056 de 2008. Modifica el proceso de asignación del Reglamento de la Subasta de Sobre Cerrado, contenido en el Anexo 12 de la Resolución CREG 071 de 2006.

099: Por la cual se complementa y aclara el cronograma definido en el Artículo 87 de la Resolución CREG - 071 de 2006, para la asignación de las Obligaciones de Energía Firme con período de vigencia comprendido entre el primero (1°) de diciembre de 2008 y el treinta (30) de noviembre 2009.

137: Por la cual se selecciona la Demanda Objetivo que debe ser cubierta mediante Obligaciones de Energía Firme, durante el Período comprendido entre Diciembre 1 de 2008 a Noviembre 30 de 2009, en cumplimiento de la Resolución CREG - 071 de 2006.

138: Por la cual se modifican y complementan las normas que regulan las pruebas de disponibilidad de las plantas o unidades de generación que respaldan Obligaciones de Energía Firme.

158: Por la cual se expiden normas sobre funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista, relacionadas con precios para liquidar la remuneración en casos de inflexibilidades de plantas térmicas.

159: Por la cual se precisa la definición de Mantenimiento Programado establecida en el Numeral 1.3 del anexo denominado “Código de Operación”, de la Resolución CREG - 025 de 1995.

177: Por la cual se adicionan las normas que regulan las pruebas de disponibilidad de las plantas o unidades de generación que respaldan Obligaciones de Energía Firme.

Relacionados con los costos de transporte de energía y la tarifa al usuario final

Resoluciones CREG

058: Por la cual se establecen las Áreas de Distribución de Energía Eléctrica - ADD -. Se define la forma de cálculo de los Cargos por Uso Unificados. Modificada por las Resoluciones 068 y 070 de 2008.

097: Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los Cargos por Uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

133: Por la cual se aclaran y corrigen algunas disposiciones de la Resolución CREG 097 de 2008. Modifica la aplicación de los factores de pérdidas para referir las medidas en las fronteras comerciales al STN, desde el 1° de noviembre de 2008.

167: Por la cual se modifica la Resolución CREG 020 de 1996. Condiciones para realizar convocatorias para atender el mercado regulado.

168: Por la cual se establece una opción tarifaria para definir los costos máximos de prestación del servicio que podrán ser trasladados a los usuarios regulados del servicio público de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.

Normatividad sobre aspectos generales del mercado

Resoluciones CREG

003: Por la cual se adoptan los ajustes necesarios a la regulación vigente para dar cumplimiento al Artículo 68 de la Ley 1151 de 2007. Se establece el cobro de \$1/kWh para financiar el Programa de Normalización de Redes Eléctricas - PRONE - .

048: Por la cual se establece la remuneración de los servicios regulados del CND, ASIC y LAC y se establecen otras disposiciones.

163: Por la cual se modifica la Resolución CREG 128 de 1996. Establece un plazo de 6 meses para que la empresa que supere el límite definido para la separación de actividades, adopte las medidas necesarias para ajustar su participación en el mercado.

Sobre transacciones internacionales de electricidad

Resoluciones CREG

096: Por la cual se modifican parcialmente la Resolución CREG 004 de 2003 y Resolución CREG 014 de 2004. Modifica el tratamiento de las importaciones bajo el esquema TIE.

155: Por la cual se modifica el Artículo 49 de la Resolución CREG 004 de 2003 sobre Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo, TIE.

Relacionado con el sector gas

Decreto 2687: Por el cual se establecen los instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones.

Resoluciones CREG

077: Por la cual se modifica el numeral 4.6.2 del RUT y el literal i) del Artículo 2 de la Resolución CREG 063 de 2000. No se asignarán costos de reconciliación positiva a Transportadores de Gas.

095: Por la cual se establece el procedimiento de comercialización de gas natural de que trata el Decreto 2687 de 2008.

154: Por la cual se modifican los numerales 4.5.1 y 4.5.2 del Anexo General de la Resolución CREG 071 de 1999. Horarios de nominación de suministro y transporte de gas.

Otras normas

Resolución 515 de la UPME: Por la que se establece la metodología mediante la cual la UPME determinará la recomendación para la ejecución de los proyectos de expansión de activos remunerados a través de Cargos por Uso requeridos para la conexión al STN - STR - SDL de las plantas y/o unidades con asignación de Obligaciones de Energía Firme.

Decreto nacional 1929: Por el cual se reglamenta el artículo 616 - 1 del Estatuto Tributario. Establece normas sobre la Facturación Electrónica.

Decreto nacional 1094: Por medio del cual se reglamenta el artículo 616 - 1 del Estatuto Tributario. Establece normas sobre la Facturación Electrónica.

Decreto nacional 3451: Por el cual se modifica parcialmente el Decreto 388 de 2007. Establece las políticas de remuneración y de expansión de los STR's y SDL's. El MME determinará las Áreas de Distribución - ADD.

Sentencia 26520 del Consejo de Estado: Por la cual se declara nulo el artículo 54 de la Resolución CREG 108 de 1997. Las ESP no tienen facultades para imponer sanciones pecuniarias a los suscriptores o usuarios.

Resolución 14465 de la DIAN: Por medio de la cual se establecen las características y contenido técnico de la factura electrónica y de las notas crédito y otros aspectos relacionados con esta modalidad de facturación, y se adecua el sistema técnico de control.

Resolución CREG 100: Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG con el fin de definir criterios técnicos de calidad para la operación y mantenimiento de plantas y/o unidades con Obligaciones de Energía Firme asignadas.

Resolución CREG 134: Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, que pretende adoptar la CREG con el fin de determinar los requisitos y condiciones técnicas que deben cumplir los procesos de cogeneración y se regula esta actividad.

Documento CREG 077: Se proponen los aspectos básicos que tendría el Mercado Organizado Regulado - MOR - .

Documento CREG 086: Plantea una serie de alternativas para remunerar la generación fuera de mérito, y trata de compatibilizar el tema con el Cargo por Confiabilidad.

Documento CREG 087: Presenta y divulga la propuesta para la implementación del anillo de seguridad: Demanda Desconectable Voluntaria.

2009

Resoluciones CREG

Resolución 006. Por la cual se expiden normas para el manejo de información orientadas a promover y preservar la libre competencia en el Mercado de Energía Mayorista.

Resolución 012. Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, que pretende adoptar la CREG con el fin de modificar el esquema de ofertas de precios, el Despacho Ideal y las reglas para determinar el precio de la Bolsa en el Mercado Energía Mayorista.

Resolución CREG 023. Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, que pretende adoptar la CREG “Por la cual se adopta el Mercado Organizado–MOR.

Resolución 052. Por la cual se modifica el esquema de ofertas de precios, el Despacho Ideal y las reglas para determinar el precio de la Bolsa en el Mercado Energía Mayorista.

Documentos CREG

Documento CREG 046. Análisis de los comentarios a la Resolución 012 de 2009

Capítulo 4. Evolución de los precios de electricidad en el mercado regulado

4.1. Introducción

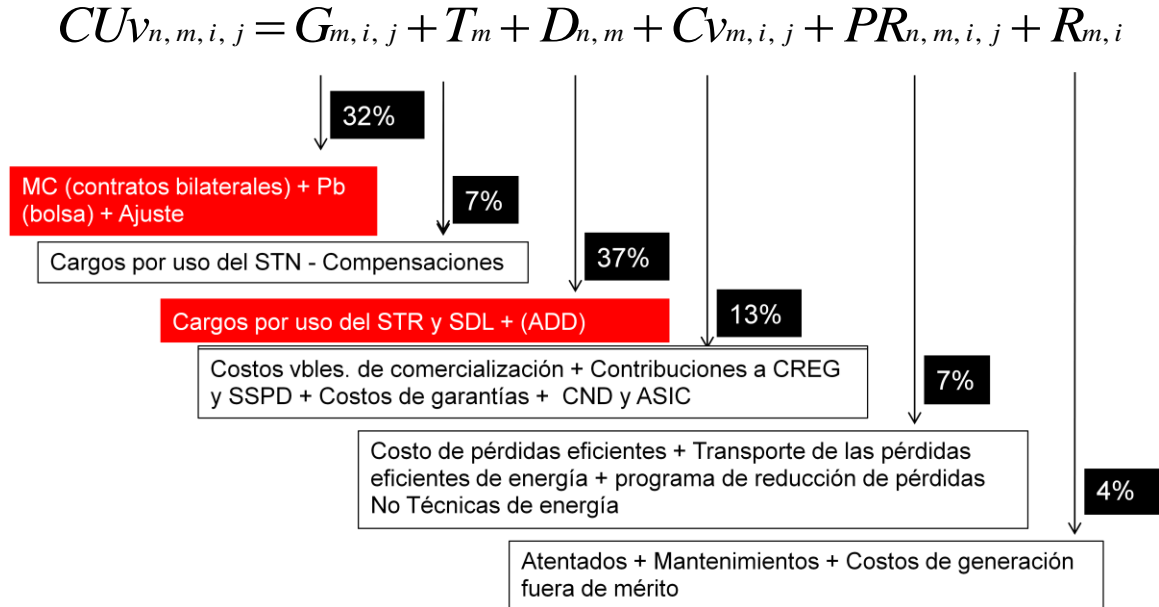
En este Capítulo se muestra la evolución de los Costos Unitarios de la tarifa de energía para cada componente de la fórmula tarifaria de mercado regulado. Los precios de las componentes reguladas del mercado no sólo son importantes para el mercado regulado sino que, con excepción de las componentes de generación y comercialización, afectan también a los usuarios no regulados. Las definiciones regulatorias en tal sentido afectan la competitividad de los sectores que deben subsidiar a los más “pobres”, como son la industria y el comercio, así como la dinámica del mantenimiento y los gastos de capital en las redes. Se muestra que la evolución de los segmentos regulados para tres empresas (Codensa, EPM y CHEC) están afectados por cambios en la regulación tales como la aplicación de los nuevos cargos de distribución, la resolución 119 de 2007 y la aplicación de las Áreas de Distribución de Energía Eléctrica-ADD.

4.2. Evolución de tarifas de los segmentos regulados

La regulación (resoluciones CREG 135 de 1997 y 119 de 2007) determina la forma como se pasan al consumidor regulado los costos de los segmentos competitivos (mercado mayorista) y como se fijan las tarifas de los segmentos no competitivos, como son la transmisión y distribución, las restricciones y la comercialización. Esos valores, con excepción de la comercialización y la generación, son también regulados para usuarios no regulados. Si bien la regulación de los segmentos regulados se hace con criterios similares para todos los comercializadores, los resultados particulares dependen de factores tales como el voltaje al que se recibe el servicio, la composición de la demanda y su distribución en el territorio, lo que puede acarrear costos diferentes para cada uno.

Las fórmulas tarifarias definen los llamados costos unitarios, que son los valores máximos que se pueden cobrar al consumidor por concepto de cada uno de los componentes que entran en la determinación de la tarifa: generación, transmisión, distribución, comercialización y otros. La Resolución 119 de 2007 desagregó las categorías de otros e hizo explícito el componente de pérdidas, tal como se indica en la Gráfica 1. Los valores de la participación relativa son estimativos de XM para el nivel de tensión 1.

Gráfica 1
Componentes de la tarifa regulada
Fórmula tarifaria actual: Resolución 119 de 2007



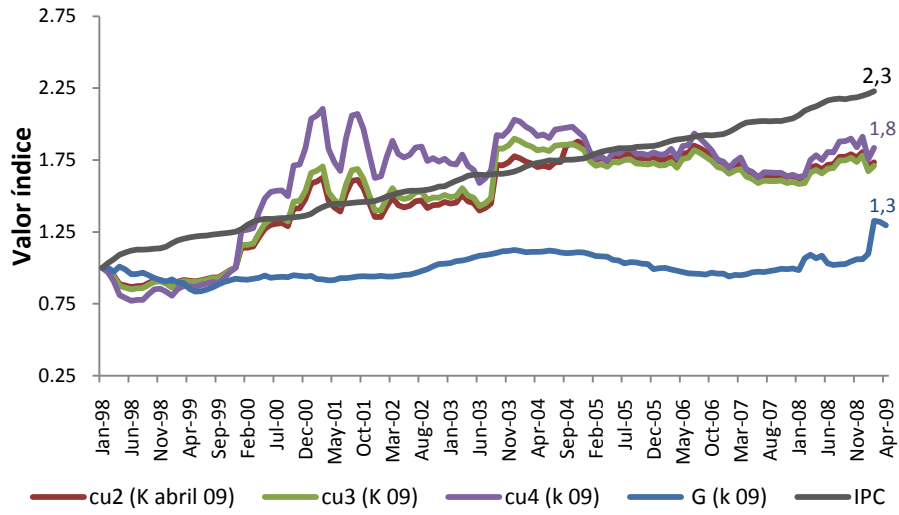
Fuente: XM

Por ello, para efectos de este informe se detalla en las Gráficas 2, 3 y 4 la evolución de las componentes de los costos unitarios para tres mercados: CODENSA, que sirve la capital del país y 94 otros municipios, EPM que sirve Medellín y que ha evolucionado en el tiempo cubriendo otros municipios de Antioquia hasta llegar a su totalidad en 2008, y CHEC que cubre el departamento de Caldas¹.

¹ Publicados en la página WEB de la CREG hasta enero de 2008 y de ahí en adelante en el SUI.

Gráfica 2

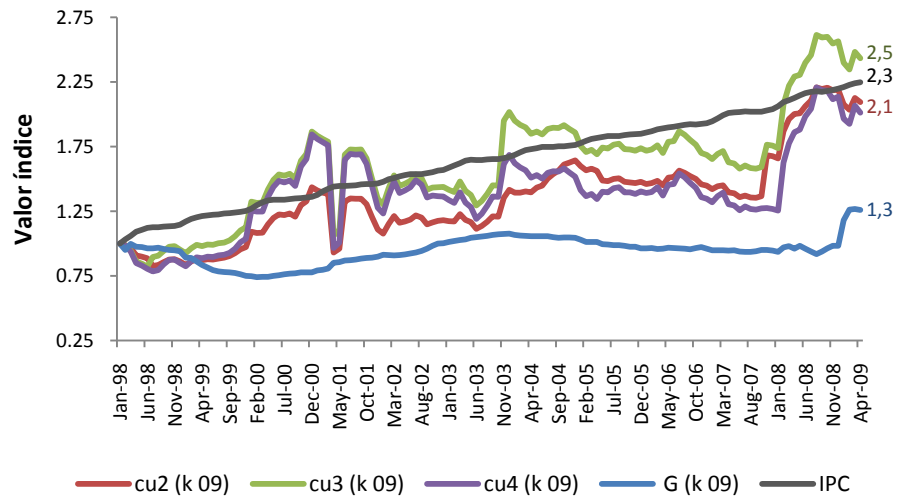
Evolución de precios para el Mercado regulado CODENSA



Fuente: CREG - SUI

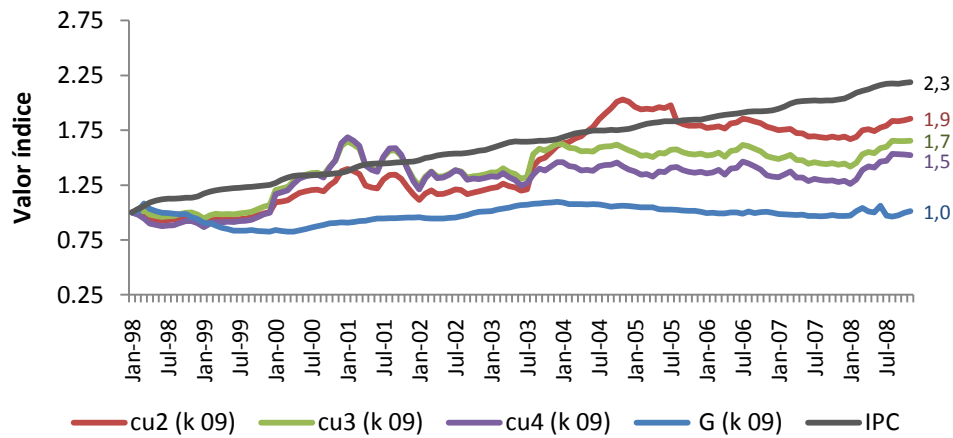
Gráfica 3

Evolución de Precios para el Mercado regulado EPM



Fuente: CREG - SUI

Gráfica 4
Evolución de Precios del Mercado Regulado CHEC



Fuente: CREG – SUI

Las tres gráficas comparan, para cada empresa, la evolución del costo unitario en pesos constantes de 2009 para la cadena en los niveles de tensión dos a cuatro, excluyendo generación, contra el componente de generación². También se incluye el índice de precios al consumidor para efectos de comparación. Todas esas cantidades se expresan como un índice que toma un valor inicial de uno en Enero de 1998. Es importante anotar que la formula tarifaria permite indexar los valores con el IPP, el cual no siempre ha evolucionado en forma similar al IPC en el corto plazo. Sin embargo, las conclusiones de las gráficas no cambian si se comparan contra el IPP.

La evolución de los índices permite apreciar claramente dos cambios importantes en la regulación: la aplicación de los nuevos cargos de distribución desde 2003 y la entrada en vigencia de la resolución 119 de 2007 (comercialización), junto con la aplicación de las Áreas de Distribución de Energía Eléctrica-ADD³. El ajuste tarifario de 2003 en

² El nivel uno corresponde a baja tensión al que reciben los usuarios residenciales y el nivel cuatro a alta tensión al que sólo reciben los muy grandes usuarios. Los cambios en los componentes agregados en el resto de la cadena se discriminan más adelante.

³ La conformación de las ADD busca aproximar los cargos por uso que enfrentan los usuarios. El Decreto 388 de 2007 define las ADD como un conjunto de redes de transmisión regional y/o distribución local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley. ADD del norte, oriente, centro y occidente.

distribución fue importante, ya que la distribución es el elemento de la cadena con relación directa con el público y tiene el papel fundamental de recaudador de los ingresos del mercado regulado. El impacto de la resolución 119 de 2007 y las medidas de unificación tarifaria, por su parte, no representan ingresos adicionales para las empresas distribuidoras, sino una transferencia entre usuarios. Igualmente durante 2001 y 2008 se nota la influencia de la componente de restricciones.

Con respecto al tema de la distribución y como se indicó en el capítulo 2, a finales de 2001 la mayoría de las empresas de distribución estaban al borde de la bancarrota por varias razones: altas pérdidas eléctricas, gobierno corporativo pobre, demanda inferior a la prevista como consecuencia de la recesión de 1999 y un cargo por distribución, fijado en 1997, que se percibía que no reflejaba adecuadamente los costos de prestar el servicio. En Colombia, la base tarifaria, el estado de los activos que tenían inversiones atrasadas, un WACC muy bajo y la obligación de mantener niveles altos de calidad y continuidad del servicio crearon presiones de insostenibilidad al negocio de distribución como base de partida de la reforma. Algunos comentaristas opinaron también que los niveles de los gastos AOM tenían para Colombia índices menores que los de otros países de América Latina o el Reino Unido.

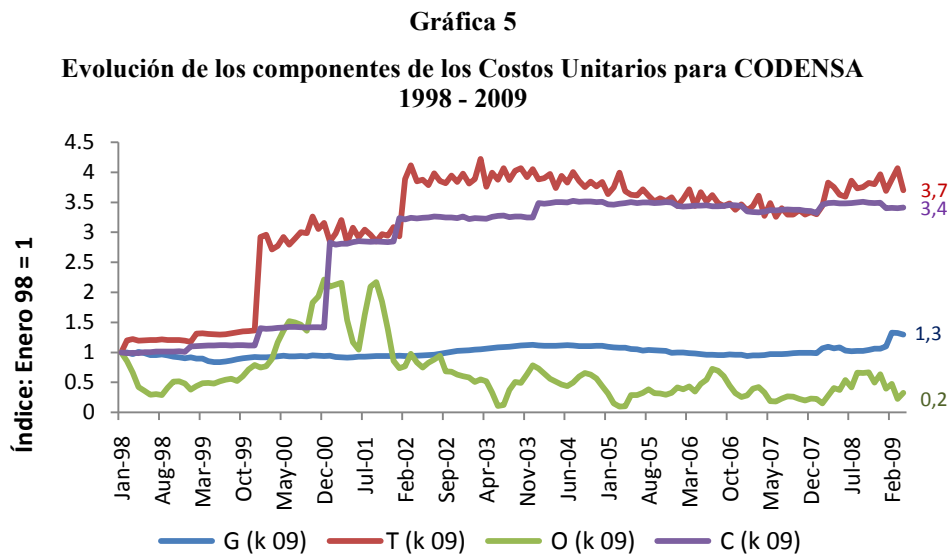
Aún empresas eficientes como CODENSA y EPM, que habían logrado mejoras sustanciales en el manejo de pérdidas, no mostraban una rentabilidad adecuada⁴. La aprobación de los nuevos cargos de distribución fue muy polémica debido en parte a la negociación secuencial de las dos variables determinantes de la tarifa: el WACC y la base tarifaria, definida como los activos fijos valorados como nuevos. La discusión que se desarrolló, que fue intensa y de larga duración, replicó muy de cerca los debates que se daban en los años setenta en los Estados Unidos, tal como los relata Alfred Kahn en su clásico tratado de regulación⁵. Durante los años setenta las empresas y reguladores discutían complicadas fórmulas para estimar la base tarifaria y la tasa de retorno en forma independiente, ignorando que, en últimas, lo importante es que el volumen del recaudo

⁴ Fedesarrollo, 2007. CODENSA Diez Años.

⁵ Alfred Kahn, *The Economics of Regulation, Principles and Institutions*, MIT Press 1988

sea suficiente para mantener a los inversionistas en el negocio y que éste se fija de acuerdo a la correlación de fuerzas entre los consumidores y los proveedores en el momento de la revisión.

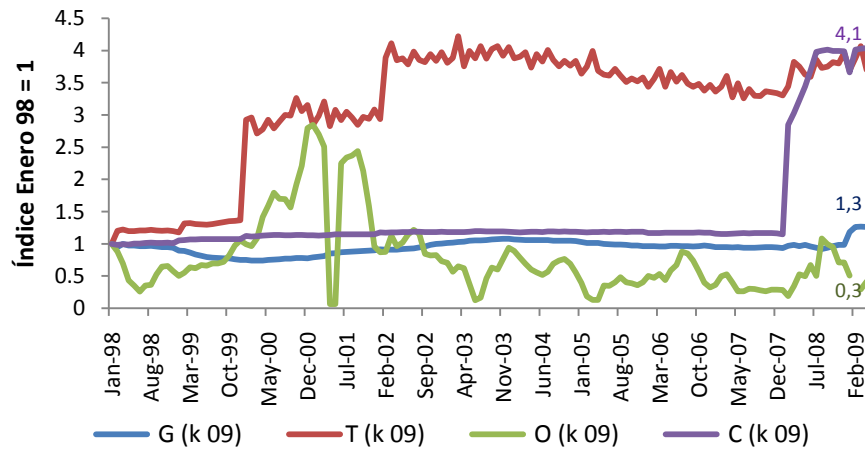
Adicional a los temas de regulación, las gráficas ponen de presente otros hechos. Primero, es claro un comportamiento muy estable de la componente de generación hasta 2008, más suave que los valores de contratos. Durante el último año, este componente se incrementa de manera importante para CODENSA y EPM, comportamiento que fue explicado en bastante detalle en el capítulo anterior. Segundo, es claro también que el resto de componentes se incrementaron de manera importante en los períodos 2000-2001 y 2003-2004, coincidiendo con el repunte post-recesión y los cambios regulatorios relacionados con la distribución recién mencionados, respectivamente. Para indagar un poco más en detalle sobre esa evolución se presentan las Gráficas 5 y 6, que intentan mostrar como crecieron las componentes diferentes a distribución para los mercados de CODENSA y EPM. Es indudable que los mayores incrementos provienen de la transmisión (2000-2001) y la comercialización (en diferentes períodos). Debe notarse, también, que la componente más volátil es Otros, puesto que incluye los costos de las restricciones determinadas por el estado de la red.



Fuente: CREG - SUI

Gráfica 6

**Evolución de los componentes de los costos unitarios para EPM
1998 - 2009**



Fuente: CREG – SUI

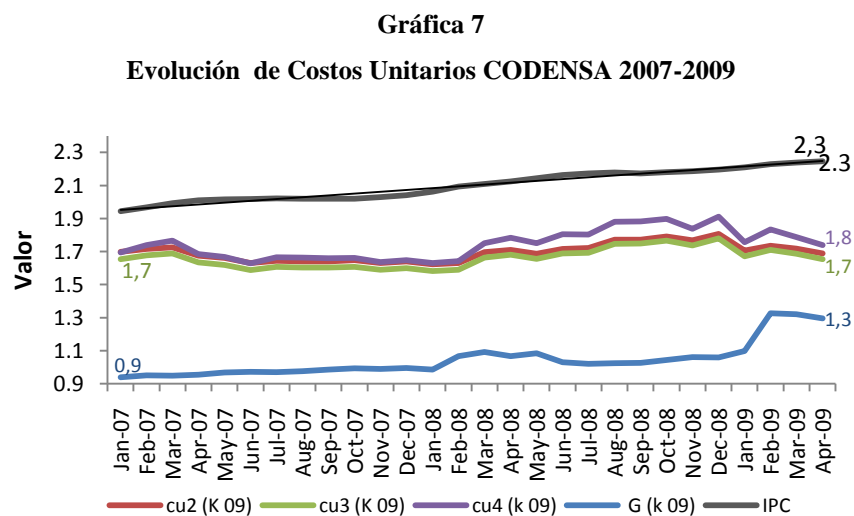
4.3. Posibles explicaciones para las alzas recientes en el segmento regulado

A diferencia del MEM, en el mercado regulado las variaciones de precios están dominadas por los cambios en la regulación y por la evolución del IPP, que se utiliza para indexar las componentes de transmisión y distribución. Durante el año 2008 se pusieron en marcha la implantación de la resolución 119 de 2007, la integración de los mercados de Medellín y Antioquia y la primera fase del ADD en los departamentos de Cundinamarca y el Valle del Cauca. Igualmente se incorporaron nuevos activos al Sistema de Transmisión Nacional (STN) que llevaron a incrementar los precios del segmento de transmisión y se estableció una nueva contribución a través de la Ley del Plan de Desarrollo, el PRONE.

Como puede verse en las gráficas 7 y 8, los Costos Unitarios expresados en pesos constantes experimentaron un alza significativa durante el año, especialmente para EPM y CODENSA y en menor grado para otras empresas. En el caso de EPM el mayor costo estuvo dominado por el proceso de unificación tarifario de los mercados de Medellín y Antioquia, propiedad ambos de EPM, proceso que se inició en 2007 y continuó durante 2008. En el caso de CODENSA igualmente el principal factor fue la unificación tarifaria

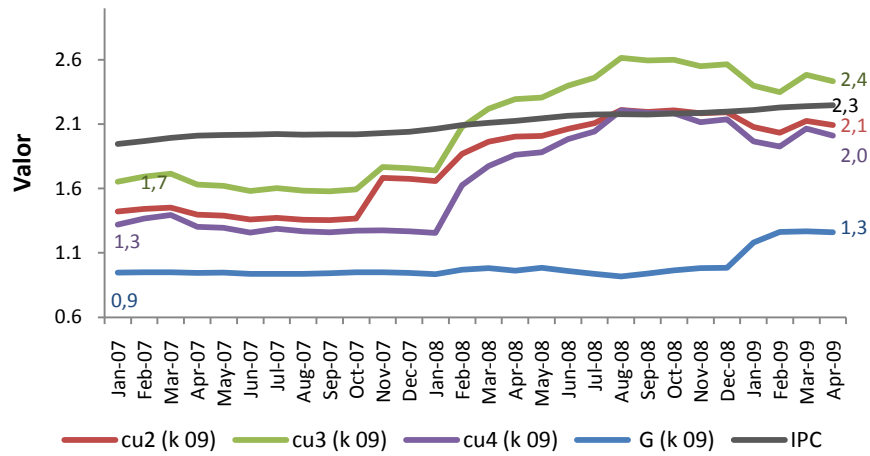
mandada por el ADD para CODENSA y EEC a partir de 2008. Esos costos afectan principalmente el componente de distribución.

A partir de febrero de 2008 empezó a aplicarse la Resolución 119 de 2007. Ello implica una manera diferente de efectuar el traspaso a los consumidores regulados de la componente de generación, así como de los costos de las restricciones que anteriormente se suavizaban mediante la aplicación de promedios móviles. Se modificó, de igual manera, el cargo de comercialización, aumentándolo para los usuarios regulados al hacerlo variable sobre su propio consumo. La modificación de los incentivos a contratar eficientemente, hasta la implantación del MOR, y la posibilidad de trasladar esos costos a los consumidores en forma inmediata puede haber llevado a cambios en los patrones de contratación. De una parte, los comercializadores que no podían obtener contratos por precios inferiores a los del promedio de contratación para el mercado regulado no pueden trasladar la totalidad al consumidor y tienen un incentivo para contratar en la bolsa. Por otra parte, las verticalmente integradas aumentan sus incentivos a autocontratar hasta que el precio de sus contratos alcance el promedio a partir de 2008. Debido a la dificultad de obtener información detallada de contratación, no fue posible verificar la magnitud de estas distorsiones. Las gráficas 9 y 10 comparan la evolución de las componentes de los costos unitarios diferentes a distribución, ilustrando los efectos de la Resolución 119.



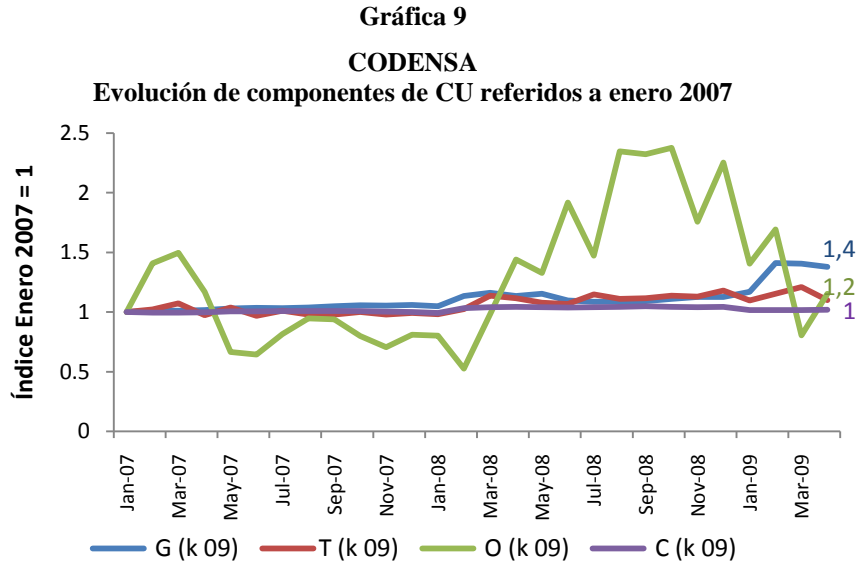
Fuente: CREG - SUI

Gráfica 8
Evolución costos unitarios EPM 2007-2009

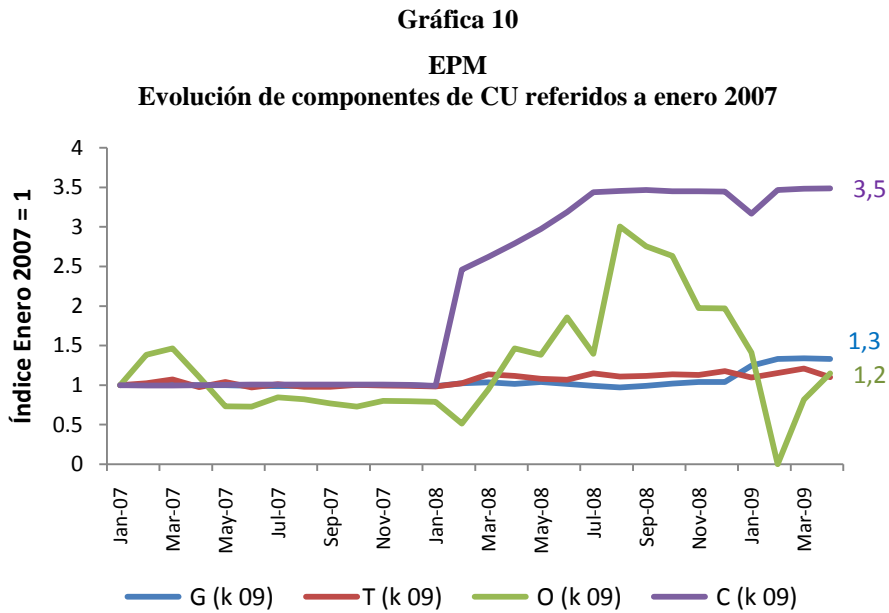


Fuente: CREG - SUI

El índice del componente Generación para ambas empresas se inicia con valores inferiores en precios constantes a los existentes en 1998 y crecen ligeramente en CODENSA o no crecen en EPM durante todo el año 2007, pero a partir de febrero de 2008, con la entrada de la resolución 119, que inicia el desmonte del promedio móvil y traslada los precios en forma directa, se nota una mayor volatilidad, mostrando incrementos importantes con el traslado de los precios de los nuevos contratos firmados en 2008. El resto de la cadena muestra igualmente aumentos debido a los cambios que la resolución 119 introduce en la comercialización y en el traslado de los costos de restricciones, como puede apreciarse en detalle en las gráficas 9 y 10, pero sobre todo debido al proceso de unificación tarifaria tanto en CODENSA como en EPM.



Fuente: CREG - SUI



Fuente: CREG – SUI

Áreas de Distribución de Energía Eléctrica- ADD

Las ADD son el conjunto de redes de Distribución Local destinadas a la prestación del servicio de los Operadores de Red que, con base en las resoluciones CREG 058, 068 y

070 de 2008, quedaron conformadas en tres zonas. Además, establecen el cálculo de un cargo único por nivel de tensión en cada ADD, la liquidación de ingresos para los Operadores de Red (OR) y una transición hacia la unificación, la cual se divide en dos fases. En la primera fase se calculan Cargos por Uso transitorios por nivel de tensión en aquellos departamentos donde exista más de un OR y se cumplan las reglas establecidas en la Resolución CREG 070 de 2008. Los departamentos involucrados en esta fase son Cundinamarca y Valle del Cauca, en los cuales se dio inicio a la unificación de los cargos de distribución según la duración de la transición que puede ser de cero, doce o sesenta meses. En la segunda fase se contempla el cálculo de un cargo único por nivel de tensión para las ADD, una vez se hayan aprobado los cargos para todos los ORs bajo la nueva metodología de remuneración de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local. Al respecto, el Decreto 3451 de 2008 del Ministerio de Minas y Energía establece que será este organismo quien determinará las ADD, una vez se conozcan los cargos de los ORs con la nueva metodología, de tal modo que mientras no se determinen nuevas ADD, no se iniciarán unificaciones de cargos distintas a las realizadas en la fase 1.

La transición al ADD apenas comienza en el 2008 y ha afectado el comportamiento de las tarifas del componente regulado. No obstante, los efectos no han sido uniformes en la fase de implementación. Para el caso de CODENSA (ver Gráfico 9), el incremento no ha sido despreciable, mientras que para la EEC y la antigua Electrificadora de Antioquia, se muestran descensos en los precios⁶.

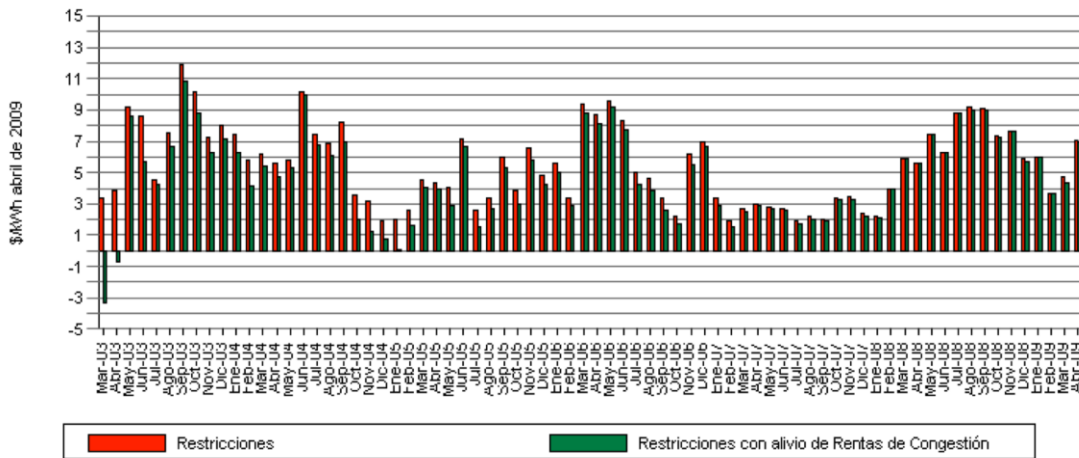
Restricciones

En Colombia el costo de la diferencia entre el despacho ideal y el real, como consecuencia de restricciones en el sistema de transmisión, se traslada a los consumidores a través de los comercializadores. Como el origen de estas restricciones, dado el diseño existente no es ocasionado por acciones de los agentes del mercado, son parte de los fundamentales. La Gráfica 11 indica que los costos de las restricciones aumentaron

⁶ CREG (2009), Informe de rendición de cuentas distribución y comercialización de energía, Julio. (http://www.creg.gov.co/html/cache/gallery/GC-1/G-4/rendi_dis_comer.pdf)

significativamente durante 2008. Esto se reflejó en un alza para los consumidores como lo demuestra el valor de la componente R de la formula tarifaria (Resolución CREG 119 de 2007) publicada en el SUI, que pasó de \$2 pesos en enero a \$10 en octubre.

Gráfica 11
Restricciones 2003 - 2009



Fuente: XM

Transmisión

Los cargos recolectados por los transmisores incluyen las contribuciones al FAER y al PRONE, este último iniciado en febrero de 2008 y con recaudos mensuales del orden de \$6 mil millones. Los cargos son indexados de acuerdo al IPP. Durante el año 2008 los recaudos aumentaron el 20% con respecto a los del 2007, el 13.6% si se descuenta el PRONE que es una nueva contribución. Este valor es superior al aumento del IPP en ese período, que fue del 9%. La diferencia puede atribuirse a la remuneración de nuevos activos en el STN. Debe notarse que el aumento de la demanda en el año fue de solamente 1.6% y la potencia máxima decreció 0.3%. El mayor aumento del IPP con respecto al IPC explica también parte del alza experimentada por otros componentes regulados del STR y del STL.

4.4. Conclusiones preliminares

En este capítulo se muestra que la evolución de los costos unitarios que sirven para definir la tarifa máxima a los usuarios regulados, la cual, como su nombre lo indica, refleja claramente los cambios en la regulación. En la actualidad la CREG está en proceso de adoptar nuevos cargos por distribución y se espera que haya aprendido de las lecciones recomendadas por el profesor Kahn, mencionadas anteriormente. Es muy difícil llegar a acuerdos sobre metodologías complicadas que se prestan a la manipulación de una forma u otra de los parámetros con más impacto.

No obstante, puede concluirse que los cambios observados durante los últimos años que buscan unificar las tarifas en zonas especiales han contribuido a elevar los precios que enfrentan la mayoría de los consumidores no regulados. Adicionalmente, los cambios introducidos por la Resolución 119 de 2007 aumentan los costos de comercialización para el usuario regulado, así como la volatilidad de las componentes de restricciones y generación. Para el usuario no regulado los impactos de esta última se limitan a una mayor volatilidad en los costos de restricciones. Por su parte, aunque pequeña, el PRONE aumenta la carga de contribuciones no recuperables para todos los consumidores. El impacto de la actualización tarifaria en los cargos de distribución, ocurrido en 2003, fue considerable.

Capítulo 5: Los precios de la electricidad y la competitividad: evidencia internacional, uso de los factores e intensidad

5.1. Comparaciones internacionales precio de la energía eléctrica: ¿cómo está Colombia?

Hasta ahora, el estudio ha analizado detalladamente las características y la evolución del mercado de energía eléctrica colombiano, con especial énfasis en la formación de precios. Sin embargo, para tener conclusiones definitivas sobre la “competitividad” del mercado local, es necesario compararnos con nuestros competidores inmediatos (países con características similares a Colombia). A continuación se realiza este ejercicio. Primero se describen los cálculos obtenidos con la información disponible (que ha sido bastante complicado recopilar y, sobretodo, volver razonablemente comparable), describiendo detalladamente las fuentes de la información y la metodología utilizada. Después se resaltan las dificultades y limitaciones de las comparaciones, por cuanto los precios no reflejan un bien homogéneo en términos de calidad y confiabilidad del servicio. Es decir, se trata de alguna manera de contestar la pregunta de ¿qué se está comprando por ese precio?

Precios de la energía eléctrica: metodología y resultados para Argentina, Chile, Colombia, Ecuador, México y Perú.

Cuadro 1
Precios Energía Eléctrica a Diciembre de 2008 - cUS\$/kwh

PAÍS	Generación	Transmisión	Distribución	Otros	Impuestos	Total	TDC*
Argentina	2.89	0.03	0.41	0.89	0.83	5.04	3.4758
Ecuador	4.59	0.47	3.17		0.82	9.05	1
Perú	4.79	0.23	1.47		0.00	6.49	3.1145
Chile SIC**	8.61		0.27		0.00	8.88	650.05
Chile SING**	8.95		3.39		0.00	12.34	650.05
México	7.15		1.61		0.00	8.78	13.424
Colombia promedio	4.32	1.02	0.75	2.30	1.80	10.19	2256.3
Colombia Codensa	4.13	1.02	0.74	1.93	1.68	9.50	2256.3
Colombia EPM	4.01	1.02	0.74	1.48	1.56	8.80	2256.3
Colombia Costa ***	5.24	1.00	0.92	1.56	1.87	10.58	1897.5

* Tasa de Cambio moneda local por dólar.

** SIC: Sistema Interconectado Central. SING: Sistema Interconectado Norte Grande.

***Colombia Costa: ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. ESP (costa atlántica+ costa Caribe) Feb. 2008.

Fuente: cálculos de los autores

Los datos por componentes presentados en el Cuadro 1, expresados en centavos de dólar por kwh, se obtuvieron utilizando la información disponible para cada país a diciembre de 2008. A continuación se describe la metodología de cálculo y la fuente de información por país.

Para **Argentina**, el precio medio para los Grandes Usuarios Mayores (Gumas) se obtuvo de CAMMESA. Para este informe se usó el precio medio para Diciembre de 2008 correspondiente a 3,8 cUS\$/Kwh (132.48 AR\$/Mwh). Este precio ya tiene incluidos los costos de generación, transmisión y otros costos asociados a servicios de generación. Se agregan los costos por distribución y los impuestos. El costo de generación corresponde al informe mensual de CAMMESA para Diciembre de 2008 (100.60 AR\$/Mwh equivalente a 2,89 cUS\$/Kwh). El precio de transmisión se obtiene del informe anual 2008 de CAMMESA del precio de transporte para alta tensión que es de 1 \$/Mwh, equivalente a 0.03 cUS/Kwh. El precio medio de distribución se calcula con base en la proporción de este componente sobre el componente de generación. El componente de distribución corresponde al 14% del componente de generación. Por esto, para Diciembre de 2008 el precio medio de generación se calcula en 13,7 AR\$/Mwh, equivalentes a 0,4 cUS\$/Kwh. El costo para Otros se obtiene de la diferencia entre el precio promedio monómico de los GUMAS y los costos de generación y transmisión. Esto es AR30,9 \$/Mwh, equivalentes a 0,9 cUS\$/kwh. Los impuestos que se incluyen corresponden a los reportados por la Fundación para el Desarrollo Eléctrico, en el documento Tarifas e Impuestos *¿Qué pagamos en la factura eléctrica?* (2005). Como el poder tributario en Argentina se encuentra distribuido entre la nación, las provincias y las municipalidades, para las provincias se utilizan los de Buenos Aires. Los cargos tributarios son 19,7% discriminados de la siguiente forma: Nacionales: 0,6% (ley 23681); Provinciales: (i) 13% a los industriales al servicio de electricidad (Ley 7.290, modificada por Ley 11.801); (ii) 5,5% Fondo Especial de Grandes Obras Eléctricas Provinciales (Ley 9038); (iii) 0,6% Contribución Municipal (Ley 11969). Entonces del total de la tarifa que es 146 AR\$/Mhw se calcula el 19.7% que equivale a 28.8 Ar\$/Mwh, o 0,8 cUS\$/Kwh. La suma del valor final de cada componente corresponde al precio medio monómico más los costos de distribución y los impuestos. La tarifa final es 5,04 cUS\$/khw.

Para **Ecuador**, la información acerca de la tarifa final se obtiene del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), del Estudio de Costos: *participación en el costo del servicio, para enero de 2009*. En este estudio aparece el precio medio y la participación en porcentaje del costo de servicio de generación, transmisión y distribución. Así, el precio medio es de 8,23 cUS\$/kwh, donde generación equivale a 4,59 cUS\$/kwh, transmisión a 0,47 cUS\$/kwh y distribución y otros a 3,17 cUS\$/kwh. Al precio final se le aplica el impuesto del 10% para el Fondo de Electrificación Rural Urbano Marginal (FERUM). La tarifa final es de 9,05 cUS\$/kwh.

Para **Perú**, el precio medio de generación y de transmisión se obtiene del *Reporte Estadístico del Mercado Libre de Electricidad, Diciembre 2008*. Para Muy Alta Tensión, que corresponde a las actividades de minería e industria, el precio medio libre es de 15,65 cent Sol/kwh, equivalentes a 5,02 cUS\$/ kwh. Estos son los precios negociados por los grandes consumidores (generación y transmisión principal). El componente de transmisión se obtiene de la tabla “*Tarifas en barra actualizadas en subestaciones base*” para Diciembre de 2008. El PCSPT (carga de peaje unitario por conexión al sistema principal de transmisión) es de 5,26 sol\$/kw-mes equivalente a 0,2 cUS\$/kwh. Los demás componentes (otros), al ser peajes en sistemas secundarios de transmisión, se obtienen como diferencia entre la tarifa final reportada en el informe “*Procesamiento y análisis de la información comercial de las empresas de electricidad*” en la tabla precio medio de electricidad a clientes finales por nivel de tensión para muy alta tensión que corresponde a 0,2021 sol\$/kwh y el precio medio libre. Es decir $0,2021 - 0,1565 = 0,0456$ sol\$/kwh, equivalentes a 1,5 cUS\$/kwh.

Para **Chile**, utilizando el informe Técnico Definitivo de los precios nudo de la Comisión Nacional de Energía, tanto para el sistema SIC como para el sistema SING, se obtienen los precios medios libres para Diciembre 2008. Estos son para el SIC 57,7 \$/kwh equivalentes a 8,9 cUS\$/kwh y para el SING 80,2\$/kwh equivalentes a 12,3 cUS\$/kwh. En los mismos informes se obtienen los costos medios de generación y de transmisión y otros. En el SIC el precio básico de la energía es de 46,88 \$/kwh y el precio básico de potencia es de 5130,28 \$/kw/mes. La tarifa monómica equivalente es 55,9 \$/kwh que corresponde a 8,6 cUS\$/kwh. En el SING el precio básico de la energía es de 50,2 \$/kwh y el precio básico de potencia es de 5054,71 \$/kw/mes. La tarifa monómica equivalente es de 58,2 \$/kwh que corresponde a 8,9 cUS\$/kwh. Esta tarifa incluye el

precio de generación y de transmisión. La diferencia entre el precio medio libre y la tarifa monómica de generación y transmisión corresponde a los costos de sub-transmisión y otros no especificados. Es decir, para el SIC el costo de distribución y otros es de 0,27 cUS\$/kwh y en el SING es de 3,4 cUS\$/kwh.

Para **México**, en La Comisión Federal de Electricidad se pueden obtener los precios medios para diferentes sectores. El precio medio para la gran industria para el año 2008 es de 1.1782 \$/kwh que con una tasa de cambio de 13,42 corresponde a 8,77 cUS\$/kwh. Siguiendo la segunda edición del estudio “*Análisis Comparativo Internacional de Precios de Electricidad*”, el costo de generación y transmisión corresponde al 81,5% y distribución y otros representa 18,3%.

Para **Colombia**, la información se tomó del Sistema Único de Información (SUI), donde aparecen discriminados los componentes de la cadena. El costo total se calculó siguiendo la fórmula tarifaria presentada en la resolución 119 de 2007. Para distribución se tomó únicamente el nivel de tensión cuatro. En Otros se encuentra: (i) el costo por comercialización; (ii) el Costo de Restricciones y de Servicios asociados con generación en \$/kWh asignados al Comercializador Minorista; (iii) el costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (\$/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión cuatro. Los impuestos incluyen las contribuciones del 20% y el impuesto de timbre de 1,5%.

El Cuadro 1 muestra que la varianza de los precios de energía para el nivel de tensión alto es grande. En efecto, mientras un industrial colombiano paga en promedio 10,2 cUS\$/kwh, uno argentino paga 5 cUS\$/kwh, un ecuatoriano 9,1 cUS\$/kwh, un peruano 6,5 cUS\$/kwh, un mexicano 8,8 cUS\$/kwh y un chileno 12,3 cUS\$/kwh. Aunque estas diferencias están explicadas principalmente por los impuestos, la generación y los otros componentes también juegan un papel fundamental. Para los países con información disponible para todos los componentes de la cadena, se observa que también existe una varianza grande.

Otras cuatro cosas son evidentes al inspeccionar el Cuadro 1: (i) la varianza en la componente de generación tiende a ser menor que la observada en la tarifa general; (ii) el promedio de Colombia en ese componente (generación) sólo se ubica por encima de Argentina, aunque la Costa muestra el valor más grande de la muestra; (iii) los

componentes de Transmisión, Distribución y Otros son más altos en Colombia que en el resto de la muestra; y (iv) de manera importante, la carga impositiva en Colombia es notablemente más alta que en el resto de la muestra, resaltando los problemas que se describen en el próximo capítulo relacionados con el esquema de solidaridad colombiano. De hecho, si no fuera por este componente, la tarifa total colombiana sería más baja que la de México y Ecuador, y muy similar a la de Perú.

Cuadro 2
Tarifas de Electricidad en Varios países, 2008[†]

PAÍS	Total	TDC
Argentina	5,05	3,4758
Perú	6,50	3,1145
Brasil	9,47	2,3396
Chile SIC	8,88	650,05
Chile SING	12,34	650,05
Venezuela Guyana ^{††}	2,68	2150
Venezuela General ^{††}	3,14	2150
México	8,78	13,424
Ecuador ^{†††}	9,05	1
Estados Unidos	6,88	1
Colombia promedio	10,19	2256,3
Colombia Codensa	9,50	2256,3
Colombia EPM	8,80	2256,3
Colombia Costa ^{**}	10,58	1897,5

[†] Para Colombia la fuente es el SUI. Esta tarifa indica el precio que se cobraría al nivel 4 de tensión con tarifas reguladas. Sin embargo, los precios del mercado no regulado fueron menores en diciembre 2008

^{††} Los datos disponibles para Venezuela son del 2007

^{†††} Datos de Ecuador a Enero de 2009

Fuente: cálculos de los autores

El Cuadro 2 presenta la misma información, pero incluyendo más países que no hicieron parte del Cuadro 1 dado que no fue posible desagregar la información. En particular, se incluyen Brasil y Venezuela. Las conclusiones son muy similares a las que se acaban de discutir, pero notando que Brasil muestra un valor similar al de Colombia y Venezuela uno muy bajo. Esto último es el resultado de la presencia de numerosos subsidios y, adicionalmente, corresponde a un servicio que es percibido como de pésima calidad por los empresarios. No obstante, en agosto de 2009, Brasil muestra una tarifa de 235 reales, que a una tasa de cambio promedio de 1.87 reales por dólar, corresponde a US\$ 12.5 centavos, un incremento significativo (31%) cuando se compara con el de Colombia.

Mientras el producto sea no transable, o sólo transable en el margen (caso en el que predomina la disposición a pagar del país comprador y no los fundamentos de producción del país exportador), las comparaciones reflejarán no sólo la eficiencia asignativa de la prestación del servicio, sino también las insalvables diferencias de estilo regulatorio, políticas energéticas y políticas redistributivas. Incluso, las comparaciones reflejan aspectos institucionales que van mucho más allá de los mercados energéticos, como la prevalencia de subsidios a diferentes actividades y la calidad institucional, entre las más importantes. A continuación se comentan los precios a nivel de tensión intermedia, cuando es posible.

Argentina es un país cuya generación es fundamentalmente térmica y que ha congelado durante largo tiempo los precios de hidrocarburos y los precios al consumidor final de electricidad después de la crisis del 2001. Los precios artificialmente bajos (5.04 cUSD/kWh) son insostenibles porque han creado exceso de demanda, tanto por aumento del consumo por reducción del nivel de precios, como por ausencia de inversión privada. La política de congelación de precios en el sector eléctrico se extiende a la transmisión, cuyos costos se han hundido y en la práctica no se cobran, con las consiguientes ineficiencias y retrasos en la expansión de la red. La insostenibilidad del sector se expresa en el incumplimiento de los contratos de exportación de gas natural a países vecinos, en racionamientos de electricidad (con el alto costo para la industria y el comercio) y en reducida calidad del servicio. Argentina tiene además un complejo sistema regulatorio en el cual los precios finales reflejan las idiosincrasias de cada provincia en materia de impuestos, contribuciones y calidad del servicio. Más sobre este punto se comenta adelante.

Ecuador es un país pequeño, con una base de generación heterogénea. El gobierno regulatorio y sectorial se efectúa a través de CONELEC, entidad que refleja más la concertación de intereses diversos que la promoción de la eficiencia sectorial. El mercado ocasional no está constituido por un número plural de generadores, por lo cual su eficiencia en formación de precios puede ser moderada. La componente de distribución es relativamente alta en comparación con la de otros países porque este segmento se administra por el método de concesiones, con precios acordados mediante negociación bilateral con CONELEC, sin elementos de regulación por eficiencia

comparativa ni requisitos detallados para la calidad. Cada unidad monetaria compra en Ecuador menos calidad a un costo de distribución similar al promedio de Colombia.

Perú tiene un mercado libre de generación comparable, para efectos prácticos, a la bolsa de Colombia en términos de nivel de competencia, mezcla de recursos de generación y arquitectura de remuneración. Los costos de generación del Perú son del mismo orden de magnitud de los costos colombianos, pero el costo de transmisión de Perú es muy bajo porque el consumo se concentra en Lima, mientras que en Colombia hay numerosas regiones de tamaño importante que requieren de la red para llevar cantidades sustanciales energía hasta centros de consumo dispersos y geográficamente difíciles de acceder. De igual forma, los costos de distribución en Perú son inferiores porque los consumidores están menos dispersos y porque en Colombia las tarifas del segmento se están recuperando de un período tarifario previo en que no eran financieramente viables a juicio de algunos analistas sectoriales (esto se comentó en el capítulo 4).

Chile tiene dos submercados eléctricos por razones de localización de la generación y los centros de consumo. El Sistema Interconectado Central (SIC) cubre Santiago y el consumo del sur del país (90% del consumo total y 66% de la generación), mientras que el Sistema Interconectado Norte Grande (SING) responde virtualmente por el resto del consumo (principalmente minero) y el 30% de la generación. El SIC tiene un 60% de generación hidráulica, con baja capacidad de regulación (de 4,000 MW, sólo 2,300 MW pudieron estar disponibles en 2008 por sequía). El SING es fundamentalmente térmico, y la producción se efectúa con gas natural importado de Argentina. El incumplimiento de Argentina en sus exportaciones de gas natural en 2006 ha forzado a algunas compañías mineras del norte del país a buscar la autogeneración con combustibles líquidos importados. Las bondades de la institucionalidad y regulación de Chile se balancean negativamente por el reducido tamaño absoluto de los dos submercados de generación (que limita el poder de la competencia), la incertidumbre de abastecimiento de combustibles (que obligaría a construir terminales de gas licuado para importar de países distantes), la escasa capacidad de almacenamiento de las plantas hidráulicas y las grandes distancias entre las futuras hidroeléctricas del sur y el consumo de Santiago. El impacto de una regulación apropiada se puede observar en el costo de distribución (controlable) dentro del SIC, el más reducido dentro de la muestra de países. En

balance, el costo final en el SIC es superior al costo promedio de Colombia (descontando impuestos), pero es inferior cuando se tienen en cuenta los impuestos.

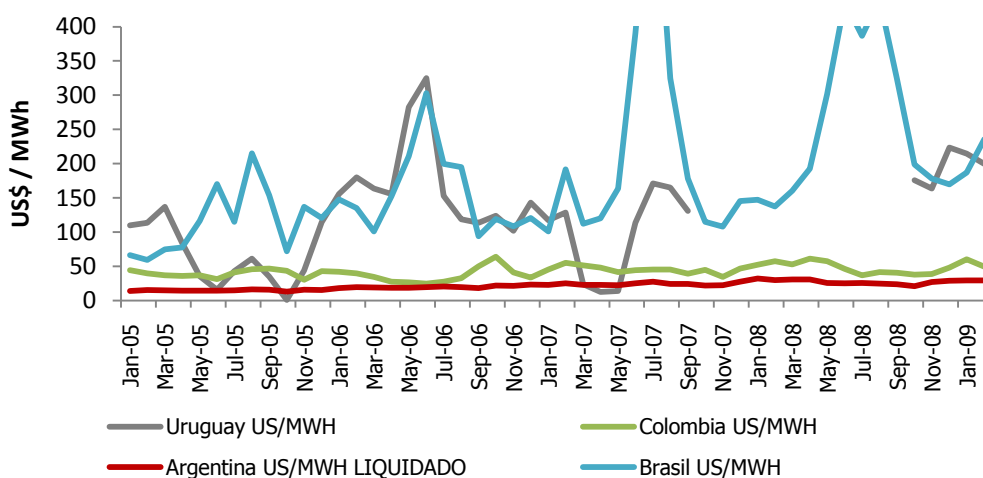
México tiene un sector eléctrico dominado por la presencia de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), una firma pública integrada verticalmente desde generación hasta distribución, que cubre el territorio mexicano (excepto el DF, dónde distribuye Luz y Fuerza del Centro). CFE distribuye directamente a 27 millones de un total de 80 de millones de habitantes, y vende energía a Luz y Fuerza del Centro. Además de ser una firma operadora, la CFE es también la entidad encargada a nivel federal de la planeación del sistema eléctrico nacional y de la expansión de la transmisión y la generación. Solamente el 22.8% de la generación es privada. Los inversionistas privados (denominados Productores Independientes de Energía, PIE) venden toda su producción a la CFE. Por tanto, las fuerzas del mercado no operan en la formación de precios. El costo final en México es similar al de Chile e inferior al promedio de Colombia (sin impuestos) y comparable al promedio de Colombia (con impuestos).

Brasil tiene un parque de generación hidráulica sustancial y un mercado administrado mediante complejos modelos de despacho. La tarifa de distribución depende de la regulación según el estado, que es del tipo “cost-plus”. La información sin discriminación por segmento provista por ANEEL (regulador) especifica que el promedio de costo final al consumidor industrial en los últimos cinco años es de 12.34 centavos de dólar por kWh, casi un 20% más alto que el promedio colombiano

En conclusión entonces, se deduce que el modelo *colombiano* y su contexto son capaces de producir precios mayoristas que en promedio son inferiores a los costos equivalentes de Perú (4.79 cUSD/kWh), Ecuador (4.59 cUSD/kWh), Chile-SIC (8.61 cUSD/kWh con transmisión) y México (7.15 cUSD/kWh con transmisión). El modelo colombiano también produce costos inferiores (con impuestos) mejores que el costo final de Brasil (12.34 cUSD/kWh). En el próximo período tarifario, es plausible que los costos de distribución de Colombia tiendan a la baja, una vez la recuperación histórica se haya dado. El ítem que más afecta los resultados positivos del modelo colombiano son los impuestos y subsidios, cuya reforma es un tema importante a futuro y se discutirá en detalle en el próximo capítulo.

Con fines ilustrativos, la Gráfica 1, muestra los precios de bolsa en dólares por MWh para cuatro países; Uruguay, Colombia, Argentina y Brasil (países para los que se logró conseguir información). Los precios están en valores constantes a enero de 2009. Se puede ver que Colombia y Argentina son los países con valores más bajos y además mantienen esta tendencia a lo largo del tiempo. Aunque es importante recordar que Argentina no refleja los costos, esta ilustración comprueba los resultados hallados anteriormente.

Gráfica 1
Precios de bolsa 2005 – 2009 (US\$/MWh)



Fuente: XM. CAMMESA. ALADI. UTE. Cálculo de los autores.

Sin embargo, es importante tener en cuenta que el bien “kWh” en cada país es un producto diferenciado por (i) el mecanismo de formación de precios de producción (mercado o procedimientos administrados); (ii) las diferencias en dotación y costos de recursos de producción (abundancia o ausencia de hidroelectricidad, costos de importaciones de combustibles); (iii) las distancias entre centrales y centros de consumo; (iv) la organización industrial y regulación de transmisión y distribución (que afecta el riesgo del operador y por tanto el costo unitario); (v) la regulación de calidad; (vi) las políticas de subsidios a los energéticos y nivel de cobertura; (vii) el régimen fiscal; y (ix) la recuperación de rezagos históricos en inversión ocurridos durante la muestra. Es decir, la comparación de precios esconde grandes diferencias tanto de calidad, como de confiabilidad que, en algún momento, terminarán repercutiendo ya sea sobre la competitividad o sobre los precios, o sobre ambas. Es decir, esconder (por

ejemplo, con presupuesto nacional) las ineficiencias del sector no es una estrategia sostenible en el mediano plazo.

En efecto, la Gráfica 2 muestra que al comparar la calidad de la energía eléctrica, evaluada por los empresarios de cada país según la encuesta de opinión empresarial del Foro Económico Mundial (FEM)¹, Colombia solamente es superada en la región por Costa Rica, Chile y Uruguay. De hecho, tiene una calificación superior al promedio de toda la muestra (se ubica en el puesto 56 entre 115 países, con una calificación de 5,1 sobre 7). Esto es, el menor precio pagado por algunos industriales en Argentina, Ecuador, Perú, Venezuela y México indica que también están recibiendo un producto de menor calidad. Daniel Gustavo Montamat², por ejemplo, tiene los siguientes argumentos sobre el futuro del mercado Argentino, que son muy dicentes de la calidad del servicio y, sobretodo, de la sostenibilidad financiera del sector que, en últimas, afecta su confiabilidad:

“...Los socios lo previenen de que el tema energético está complicado en el país. Aseguran haber hablado con potenciales oferentes de electricidad que fueron elusivos en negociar contratos de largo plazo y precios. Uno de los consultados se sincera y le dice que la nueva electricidad va a generarse con gasoil, y que el precio del MW/hora estaría en los 180 dólares. Allí recuerda su experiencia en el surtidor. Pero no entiende la relación de los 35 dólares promedio para los que están en el sistema, con estos 185 de los nuevos consumos. Le dicen que, para la "energía vieja", el precio toma como referencia la generación a gas natural a precios domésticos, aunque ya no haya suficiente gas para generar electricidad.

La diferencia entre el verdadero costo del combustible para producir los electrones y el precio del gas virtual de referencia también la subsidia el Estado. Peor aún, los promedios esconden diferencias significativas. El consumidor residencial paga sólo 10 dólares el MW/hora y es el segmento privilegiado de la energía vieja (aunque se beneficien más los ricos que los pobres).

...Se entera de que una canasta energética hipotética (petróleo, gas y electricidad) que en la región cuesta en promedio 100 pesos, en la Argentina cuesta 31, pero que esa canasta ya no está disponible para los nuevos consumidores y se está volviendo insostenible para los "viejos". Los subsidios públicos crecen exponencialmente y erosionan la solidez fiscal. Los productores de energía, rehenes del capital hundido, desconfían de la convocatoria a producir energía nueva bajo otras reglas. Si hasta el régimen de estabilidad minera fue ultrajado...”.

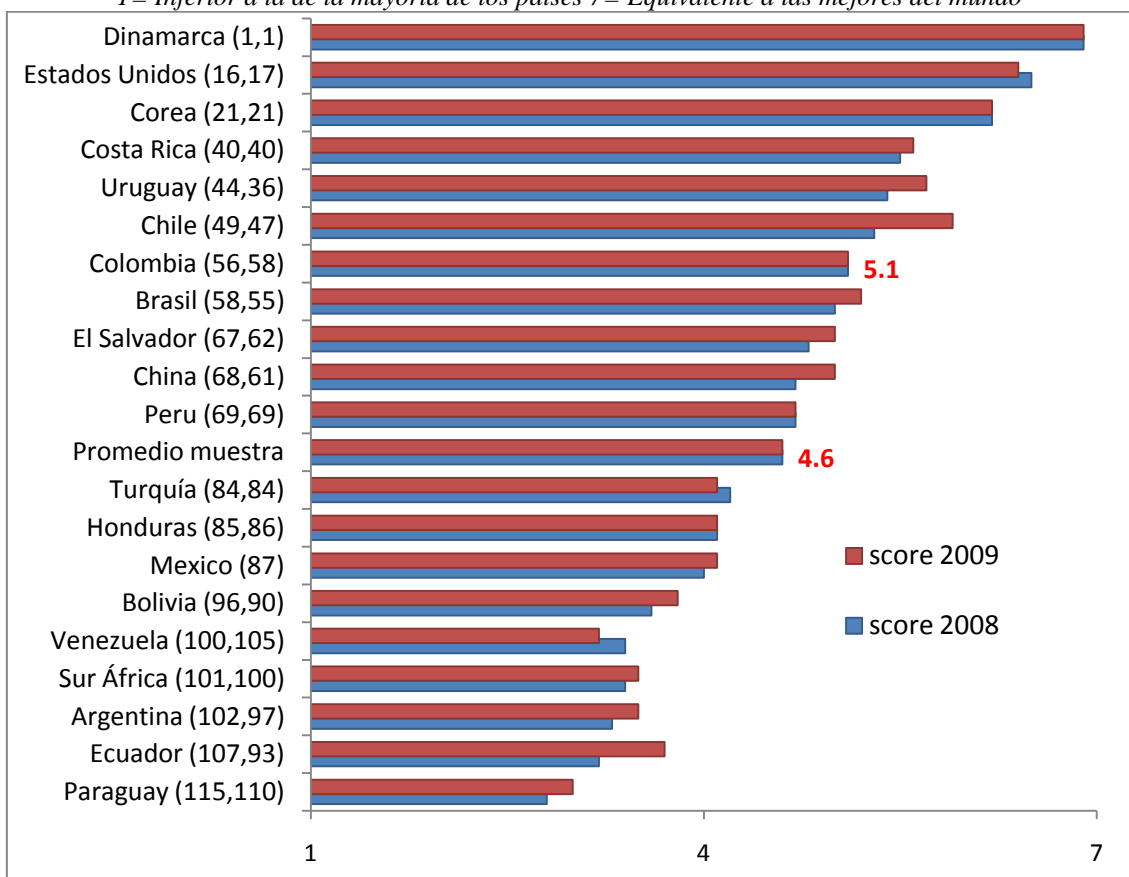
Nótese que países como Argentina y Venezuela se ubican entre los últimos. Es decir, entre los países que ofrecen servicios de pésima calidad, con calificaciones de 3,5 (sobre 7), aproximadamente.

¹ La Gráfica 2 muestra los resultados para 2008 y 2009

² Ex-presidente de YPF y ex-secretario de Energía de Argentina. La Nación, 3 de junio de 2008.

Gráfica 2
Calidad del suministro de energía eléctrica

1= Inferior a la de la mayoría de los países 7= Equivalente a las mejores del mundo



Posición del país entre paréntesis (2008,2009)

Fuente: Foro Económico Mundial, Global Competitiveness Index 2007-2008

Recuadro 5.1: Encuesta Internacional

Con el fin de tener una nueva referencia sobre las tarifas internacionales de energía que paga la industria en diferentes países, se realizó una encuesta internacional, con la colaboración de la Andi, entre las empresas que tienen plantas en otros países. En la encuesta se debía especificar el nivel de tensión, el consumo mensual en KWh y el valor que pagó la empresa por concepto de generación, comercialización, transmisión, distribución, otros, impuestos sin IVA, impuestos con IVA y la tarifa final para diciembre de 2008. Como esta encuesta se realizó para empresas en otros países y con el fin de tener un punto de comparación con Colombia, se calculó el valor promedio de la tarifa final que pagan algunas empresas en Colombia. Este valor es el resultado de la encuesta nacional que se presenta en el capítulo 3. En la siguiente tabla se resumen los resultados de la encuesta internacional y se tiene un campo para Colombia en el que aparece el promedio de la tarifa final que reportaron algunos industriales colombianos en la encuesta nacional.

País	Nombre de la empresa	Nivel de tensión KV	Consumo promedio mes Kwh	Generación + Comercialización	Transmisión	Distribución	Otros	Impuestos	Total US\$
Colombia	Empresas que respondieron la encuesta nacional								0.079
Peru	OWENS ILLINOIS PERU S.A. PLANTA CALLAO	10	1,943,650	0.050322581			0.002	0.00955	0.062
Peru	OWENS ILLINOIS PERU S.A. PLANTA LURIN	22.9	2,642,474	0.041935484	0.002581	0.009355	0.002	0.01	0.066
Venezuela	O-I Valera (FAVIANCA)	13.8	748,837			0.018512			0.03
Ecuador	CRISTALERIA DEL ECUADOR S. A. (CRIDESA)	69	1,638,421		0.05			0.009	0.059
Chile	INDURA S. A. INDUSTRIA Y COMERCIO ASU GRANEROS	66	2,690,827						0.077
Chile	INDURA S. A. INDUSTRIA Y COMERCIO ASU LIRQUEN		3,673,940						0.101

Como se puede ver, las tarifas más altas se presentan en las empresas de Chile, seguido por el promedio de las empresas que representan a Colombia, las empresas de Perú, Ecuador y, por último, de Venezuela. El orden de los resultados es consistente con la tabla de comparación de tarifas internacionales presentada por FEDESARROLLO en este capítulo. Sin embargo, con los resultados de esta encuesta no se puede hacer inferencias del comportamiento de la industria en cada país pues la encuesta no es representativa estadísticamente de ningún universo. Simplemente ofrece una información útil para detectar algunas tendencias.

5.2. Energía eléctrica y competitividad en la industria manufacturera: el caso de Brasil, Chile, Colombia y México

El objetivo del ejercicio que se presenta en esta sección es determinar la importancia relativa de los factores de producción (capital, trabajo, materias primas sin energía eléctrica y energía eléctrica) dentro del total de los costos de la industria, prestando especial atención al comportamiento del costo de la energía eléctrica. Para lograr ese objetivo se usa y se compara la información disponible de costos de los factores

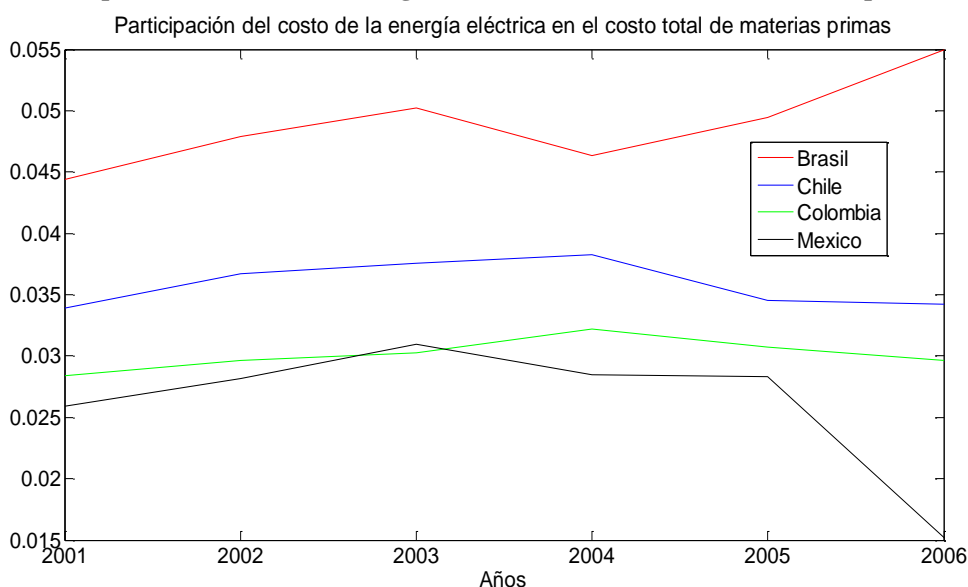
productivos para Brasil, Chile, Colombia y México. Primero se calcula la participación del gasto en energía eléctrica dentro del gasto total en materias primas (ee/mp) y se identifican los cuatro sectores intensivos en el uso de energía eléctrica para Colombia. Después se presenta la evolución del uso relativo de cada factor productivo como porcentaje de la energía eléctrica, esto es, se calcula la relación de uso del capital sobre energía eléctrica (K/EE) y trabajo sobre energía eléctrica (L/EE). Por último, se analiza la evolución de los deflatores implícitos del capital, el trabajo, las materias primas y el consumo de energía eléctrica. Se encuentra que, para la industria manufacturera agregada colombiana la relación ee/mp no es superior al 3% y que para los sectores intensivos en energía eléctrica no supera el 15%. Sin embargo, la baja participación de la energía eléctrica dentro de los costos totales es preocupante, ya que existe una clara relación positiva entre el nivel de desarrollo de los países y el uso de energía eléctrica por parte de su sector manufacturero.

Consumo de energía eléctrica como porcentaje del costo total de las materias primas industriales (ee/mp)

La Gráfica 3 muestra la evolución del consumo de energía eléctrica como porcentaje del costo total de materias primas para el total de la industria de Brasil, Chile, México y Colombia para el período 2000-2006. Se observa que en ninguno de los países analizados este indicador supera el 6%. Para Colombia esta relación es el 3% en 2006, mientras que para Chile es el 3,5% y que en la industria brasilera este costo es el más alto de los países de la muestra con un 5,5%. Ese resultado indica que para el período analizado la industria colombiana tiene un nivel de eficiencia y una estructura productiva similar a México, por cuando la compra de energía eléctrica tiene una menor participación dentro del gasto en materias primas. La mayor competitividad relativa es el resultado de unos menores precios de energía eléctrica para el caso de Colombia y México³.

³ Es importante resaltar que, en parte, esta baja participación se debe a que se utilizaron los datos de las encuestas manufactureras a cuatro dígitos de la Clasificación Industrial Internacional Uniforme-CIIU. Así, la participación de la electricidad en los costos de algunas industrias más desagregadas es bastante mayor al número que se reporta acá (por ejemplo gases y oxígenos).

Gráfica 3
Participación del costo de la energía eléctrica en el costo total de materias primas



Fuente: Encuesta Manufacturera de cada país a cuatro dígitos CIIU. Cálculo de los autores.

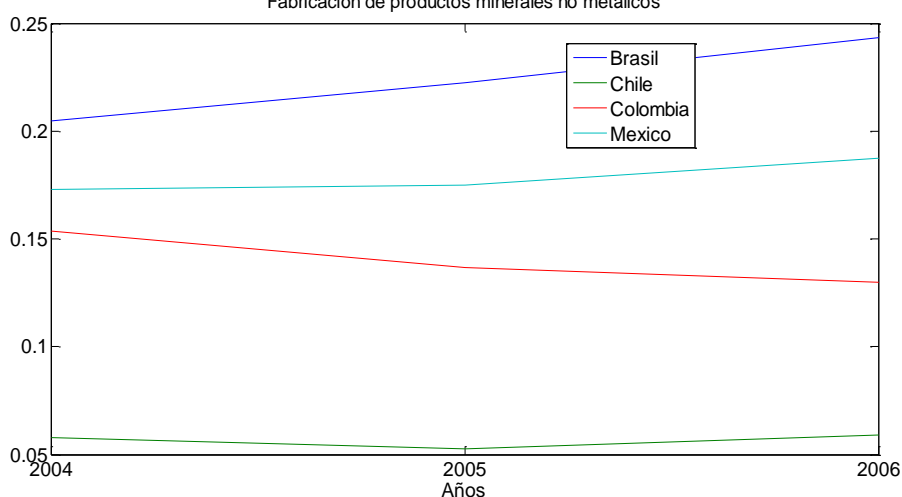
Calculando este indicador para los subsectores manufactureros (a dos dígitos CIIU⁴) se pueden identificar algunas actividades productivas “electro-intensivas”. Las Gráficas 4, 5, 6 y 7 muestran los cuatro sectores más intensivos en energía eléctrica en Colombia, definidos como aquellos que muestran una participación de consumo de energía eléctrica como porcentaje del costo de materias primas (ee/mp) mayor. Para cada sector electro-intensivo se calcula la relación ee/mp tanto para Colombia, como para Brasil, Chile y México. Los cuatro sectores más electro-intensivos en Colombia son, en orden descendente: (i) fabricación de productos minerales no metálicos; (ii) fabricación de productos metalúrgicos básicos; (iii) fabricación de productos textiles; y (iv) fabricación de papel y cartón y sus productos.

El sector de fabricación de productos minerales no metálicos (Gráfica 4) es el más intensivo en energía para todos los países de la muestra. En el caso de Colombia, la

⁴ Clasificación Internacional Industrial Uniforme-CIIU

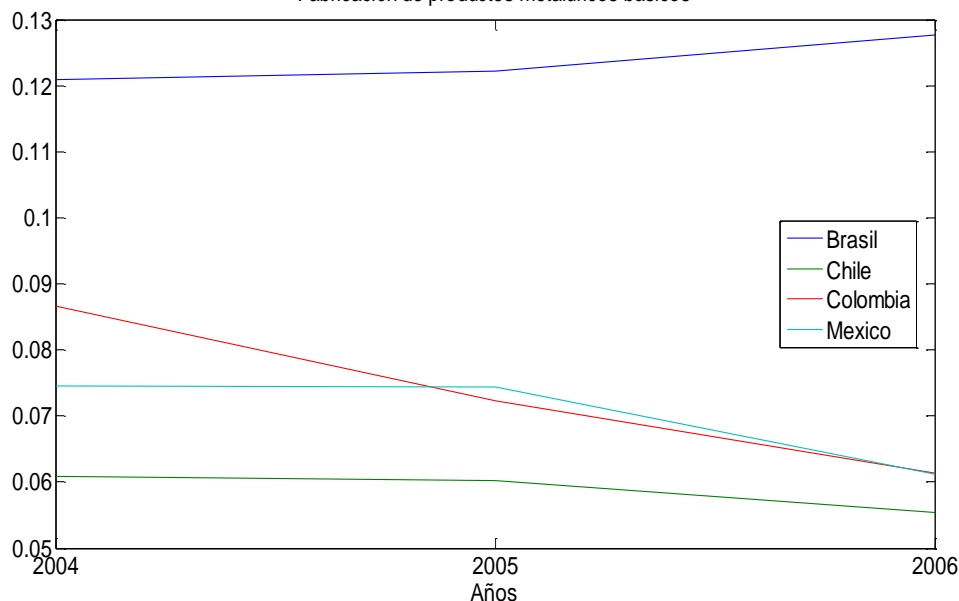
energía representa en este sector cerca del 15% del consumo total de materias primas, con una tendencia decreciente. Para el caso de Brasil y México el indicador ee/mp fue del 25% y 19% respectivamente, con una tendencia creciente para el período de la muestra. Para Chile, la relación es del 5%, menos de dos puntos porcentuales superior al promedio de la industria manufacturera total, indicando que los altos precios de la energía eléctrica de este país generan incentivos para que este sector sea más pequeño en comparación con los demás países. El segundo sector más intensivo es fabricación de productos metalúrgicos básicos (ver Gráfica 5). En el caso de Brasil la relación ee/mp ha sido del 12% en promedio durante el período de la muestra, mientras que para Colombia esta relación ha caído del 9% al 6%.

Gráfica 4
Participación del costo de la energía eléctrica en el costo total de materias primas
 Participación del costo de la energía eléctrica en el costo total de materias primas
 Fabricación de productos minerales no metálicos



Fuente: Encuesta Manufacturera de cada país a cuatro dígitos CIU. Cálculo de los autores

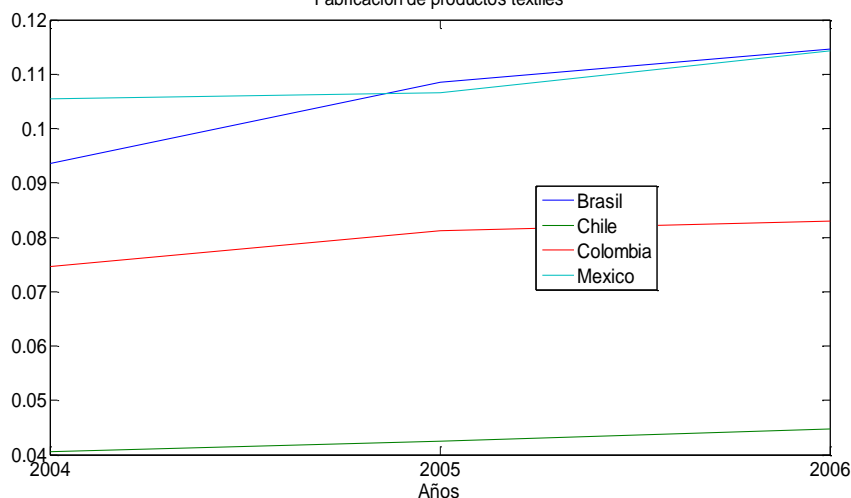
Gráfica 5
Participación del costo de la energía eléctrica en el costo total de materias primas
 Participación del costo de la energía eléctrica en el costo total de materias primas
 Fabricación de productos metalúrgicos básicos



Fuente: Encuesta Manufacturera de cada país a cuatro dígitos CIIU. Cálculo de los autores

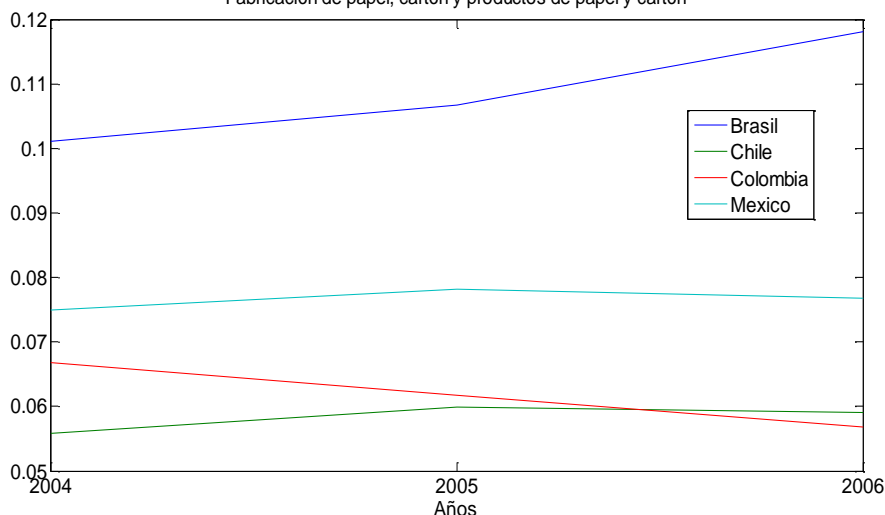
Las Gráficas 6 y 7 muestran la razón energía eléctrica-materias primas para los sectores de fabricación de productos textiles y de papel y cartón respectivamente. Se observa que aunque estas industrias son altamente intensivas en energía eléctrica en Colombia, esta participación tiene una tendencia decreciente para fabricación de papel y creciente para textiles. Para textiles la relación ee/mp se ha mantenido constante alrededor del 8%, mientras que para Brasil y México, la relación ha sido creciente hasta llegar al 11%. Para papel, cartón y sus productos la relación se ha reducido del 7% al 6% en Colombia, mientras que para Brasil y México estas relaciones son del 12% y 8% respectivamente.

Gráfica 6
Participación del costo de la energía eléctrica en el costo total de las materias primas
 Participación del costo de la energía eléctrica en el costo total de materias primas
 Fabricación de productos textiles



Fuente: Encuesta Manufacturera de cada país a cuatro dígitos CIU. Cálculo de los autores

Gráfica 7
Participación del costo de la energía eléctrica en el costo total de materias primas
 Participación del costo de la energía eléctrica en el costo total de materias primas
 Fabricación de papel, cartón y productos de papel y cartón



Fuente: Encuesta Manufacturera de cada país a cuatro dígitos CIU. Cálculo de los autores

En conclusión, los datos disponibles de la Encuesta Anual Manufacturera (EAM) permiten concluir que los sectores intensivos en energía eléctrica de la industria colombiana tienen una menor participación del costo de la energía eléctrica dentro del costo total de materias primas en comparación con lo observado en Brasil, Chile y México, sobretodo los dos últimos. Al mismo tiempo y basados en una observación transversal de los datos, se deduce que Brasil y México deben mostrar una composición de industrias concentrada en los niveles intermedios de elaboración industrial, pues en los niveles inferiores —Industria de alimentos, Tabaco, etc.— y en los niveles de mayor

procesamiento —Fabricación de maquinaria y aparatos eléctricos, Fabricación de equipo y aparatos de radio, televisión y comunicaciones, entre otros— la participación de la energía eléctrica es menor.

Participación de los factores productivos en los costos de producción: Brasil, Chile, Colombia y México

El Anexo 2 muestra la estructura de costos típica del sector manufacturero de los países analizados. En particular, se presenta la participación del costo de cada factor productivo dentro del costo total para la industria ligera de Brasil, Chile y México y para la industria de cuero y calzado en el caso colombiano. La evolución de esa participación es similar para todos los sectores productivos a dos dígitos CIIU con excepción de los sectores “electro-intensivos” descritos anteriormente.

Se encuentra que en la estructura de costos industrial el gasto en materias primas es el principal costo de producción, seguido de la inversión en capital, el pago de salarios y que el gasto en energía eléctrica siempre es menor dentro del costo total. En ninguno de los países analizados el costo del consumo de energía eléctrica es mayor al 10% del costo total de la industria. Este resultado es preocupante para los patrones de desarrollo de la región, ya que existe una clara relación positiva entre el nivel de desarrollo de los países y el uso de energía eléctrica por parte de su sector manufacturero

Uso relativo de los factores de producción

El anexo 3 presenta el uso relativo de los factores capital y trabajo sobre energía eléctrica, esto es, las relaciones K/EE y L/EE . El uso relativo del capital y del trabajo se calculó para todos los países, aunque cambió el período de análisis para ajustarse a la disponibilidad de datos de las encuestas industriales. Para Brasil y México se calcula como la relación entre costos de cada factor, mientras que para Chile y Colombia se calcula como la relación de cantidades, esto es K/EE es la relación stock de capital real sobre consumo de energía en KW hora y L/EE es la relación personal ocupado total sobre consumo de energía en KW hora.

Para Colombia se construyó el índice 1994=100 del uso relativo de los factores para el período 1994-2006 por sectores industriales a dos dígitos CIIU (Anexo 3A). Para

alimentos, bebidas y tabaco la relación L/EE pasa de 100 a 60 entre 1994 y 2006, esto es con respecto al factor trabajo, se incrementa el uso de energía, mientras que la relación K/EE tiene una caída del 50% durante la crisis de 1999 y se recupera hasta alcanzar los niveles previos a la crisis, indicando que aunque con respecto al capital el uso de energía se mantiene en el mismo nivel. Para el sector de textiles, prendas de vestir y cuero, sector electro-intensivo, se observa un incremento en el uso de energía durante el período de análisis. En ese sector, después de la crisis del 1999 la relación capital-energía eléctrica retorna de manera rápida a los niveles previos, incrementando el uso de energía.

La industria de muebles y madera muestra la misma tendencia decreciente observada en todos los sectores industriales para la relación trabajo-energía eléctrica y un incremento significativo del capital como proporción de la energía para antes de la crisis de 1999 con una reducción significativa posterior. Papel, cartón y sus productos, otro sector electro-intensivo, muestra una tendencia decreciente del uso relativo de factores, con una menor caída en la relación K/EE durante la crisis.

El sector de sustancias químicas, plásticos y derivados del petróleo muestra la tendencia decreciente de los sectores electro-intensivos, sobre todo a partir del 2001. En el caso de fabricación de minerales no metálicos, aunque el uso relativo cae al comparar 1994 y 2006, en el intervalo y como producto de la crisis, se encuentra que el uso relativo tiene incrementos y reducciones significativas. Ese comportamiento es similar para minerales no metálicos. Para el caso de fabricación de productos metálicos, maquinaria y equipo se observa un incremento constante en el uso de energía durante el período de análisis.

Por otro lado, cuando se analiza la relación de uso de factores productivos en términos nominales, para todas las industrias se presenta una tendencia decreciente en el indicador, lo que muestra que durante este período se presenta un aumento relativo en costo de la energía eléctrica, esto es, para cada sector, el gasto en energía eléctrica crece más rápido que el gasto en los otros factores productivos. Aunque este efecto puede ser el resultado de un efecto precio y/o un efecto cantidades, dado que los precios implícitos de cada factor tienen una tasa creciente (ver anexo 4), esta tendencia decreciente es el resultado de un mayor uso relativo del factor energía eléctrica para el período analizado.

En el anexo 3B se observa el uso relativo para Brasil calculado para el período 1996—2007. Se observa que el factor capital y trabajo caen cerca de 30% y 50% respectivamente, indicando, como en el caso de colombiano, un crecimiento en el uso del factor energía para el periodo. Para Chile, el uso relativo del capital fue calculado en el período 2001—2006 (Anexo 3C). Para ese período el uso relativo tanto del factor capital como del factor trabajo para la mayoría de las industrias permaneció constante. En el caso Mexicano el análisis fue hecho para el periodo 2004—2007. Los resultados muestran que el uso relativo de los factores ha permanecido constante.

En el Anexo 4 se presentan los precios de los factores. Es importante resaltar que para el factor capital, materias primas y energía eléctrica se reportan precios implícitos. El precio implícito del capital se obtiene como la relación entre el stock de capital nominal sobre el stock real, el precio implícito de las materias primas como el costo nominal de todas las materia primas sobre el costo de las materia evaluado a precios reales y para el caso de energía como el pago de energía en pesos sobre el consumo de energía en KW hora⁵. Por otra parte, el precio del factor trabajo se obtiene como los sueldos y salarios pagados a los empleados permanentes deflactado por el IPP total. Para todos los sectores, como es usual en el comportamiento de los precios implícitos, los precios tienen una tendencia creciente.

Determinantes de la productividad total de los factores-PTF en la industria manufacturera colombiana

La productividad total de los factores explica las fuentes de crecimiento de una economía o sector. A continuación presentamos los resultados de estimar los determinantes de la productividad total de los factores para la industria manufacturera colombiana. Para lograr estos resultados primero se calculó el valor de la productividad total de los factores a partir del llamado “residuo de Solow” para cada uno de los subsectores según la Clasificación Internacional Industrial Unificada-CIIU. La PTF se calcula a partir de la siguiente ecuación,

⁵ Para deflactar las variables nominales se utilizara el IPP a tres dígitos CIIU, los deflatores implícitos de la formación bruta de capital por tipo de bien y el IPP de consumo intermedio. Todos los deflatores son 1990=100

$$(1) y_{it} = \hat{\beta}_0 + \hat{\beta}_l l_{it} + \hat{\beta}_k k_{it} + \hat{\beta}_m m_{it} + \varepsilon_{it}$$

Donde las variables están expresadas en logaritmos: (y) es la producción bruta, (l) el nivel de empleo permanente, (k) el stock de capital, (m) materias primas utilizadas y (ε) un shock de productividad, para cada sector i and en cada momento t . La PTF se obtiene de esta ecuación así,

$$(2) PTF_{it} = y_{it} - \hat{\beta}_0 - \hat{\beta}_l l_{it} - \hat{\beta}_k k_{it} - \hat{\beta}_m m_{it}$$

Usando los resultados de la ecuación (2) se estiman los determinantes que aparecen en el cuadro 3. El crecimiento de la PTF es una función de las prestaciones salariales como proporción de los salarios totales, la proporción de firmas que innovan en cada sector, variables que indican el nivel de apertura de la industria tales como exportaciones e importaciones como proporción de la producción bruta, el coeficiente de penetración de las importaciones definido como la razón de importaciones sobre la suma de la producción más las exportaciones menos las importaciones. Adicionalmente se incluyen variables que indican el grado de adopción tecnológica, esto es, el nivel de inversión en maquinaria y equipo como proporción de la producción bruta. Por otro lado, se incluyen variables proxy que representan economías de escala, esto es, la proporción de la producción bruta sectorial realizada por establecimientos grandes (empresas con más de 200 empleados). Se incluye la tasa máxima de crecimiento anual de la PTF para capturar la transferencia de tecnología de firmas líderes al resto de la economía. Por último se incluye la participación de los impuestos sobre el valor agregado.

El cuadro 3 muestra que los impuestos y la carga de prestaciones tienen un efecto negativo sobre el crecimiento de la productividad total de los factores. Este es un dato muy relevante porque las contribuciones sobre el consumo de energía eléctrica para financiar la solidaridad, que son un impuesto, disminuyen el crecimiento de la productividad entre 0.036 y 0.05 puntos porcentuales por cada de punto de incremento, lo cual es un impacto muy sustancial. Mientras que la innovación, las economías de escala, la adopción de tecnología y la transferencia de tecnología tienen un efecto positivo sobre el crecimiento de la PTF. Por otra parte el crecimiento del consumo de energía (en pesos) resultó no ser significativo, tal como se esperaba.

Cuadro 3
Determinantes del crecimiento PTF en la industria manufactura colombiana
(1980-2006)

VARIABLES	Crecimiento Productividad Total de los Factores			
	(1)	(2)	(3)	(4)
Prestaciones / salarios totales	-0.2548** [0.1003]	-0.5820 [0.5512]	-0.2390** [0.1006]	-0.2297** [0.1039]
Innovación	0.2233*** [0.0801]	0.4597 [0.4008]	0.2113*** [0.0802]	0.2046** [0.0824]
M/(PB+M-X)	0.0006 [0.0063]			
PB firmas Grandes/ PB Total	0.1312*** [0.0464]	0.2620 [0.2222]	0.1233*** [0.0467]	0.1196** [0.0480]
Inversión MyE / PB	0.8104** [0.3598]	1.8538 [1.7719]	0.7683** [0.3581]	0.7385** [0.3657]
PTF máxima anual	0.1038*** [0.0222]	0.0966*** [0.0315]	0.1045*** [0.0219]	0.1047*** [0.0218]
crecimiento consumo EE	0.0174 [0.0110]	0.0200 [0.0151]	0.0176 [0.0108]	0.0175 [0.0108]
Impuestos / VA	-0.0361** [0.0165]	-0.0486 [0.0298]	-0.0353** [0.0163]	-0.0349** [0.0163]
X / PB		-0.0600 [0.0986]		
M / PB			0.0018 [0.0025]	
(M + X) / PB				0.0018 [0.0025]
Constante	0.0440 [0.0409]	0.1783 [0.2262]	0.0378 [0.0409]	0.0340 [0.0422]
Observaciones	1609	1609	1609	1609

M: Importaciones; PB: Producción Bruta; X: Exportaciones; EE: Energía Eléctrica; VA: Valor Agregado

MyE: Maquinaria y Equipo

Standard errors en brackets. *** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

Anexo 1. Datos y metodología de cálculo de los indicadores

Los datos utilizados fueron tomados de la Encuesta Anual Manufacturera-EAM en el caso colombiano y las encuestas industriales de cada país para los demás⁶. El costo del factor capital fue calculado en dos etapas: i) se calculó el costo de uso del capital-CUK y ii) se calculó el stock de capital para cada año. A partir de estos dos datos fue posible

⁶ Para el caso de Brasil *Pesquisa Industrial* realizada por el Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, para Chile *Encuesta Nacional Industrial Anual* realizada por Instituto Nacional de Estadísticas, para Méjico *Encuesta Industrial Anual* realizada por el Instituto Nacional de Estadística, Geografía e informática.

construir la participación de este factor en los costos totales de la industria⁷. El costo de uso del capital se obtiene como:

$$CUK = \frac{q_t}{p_t} \left(r + \delta - \frac{q_t}{q_t} \right) \frac{1 + tv_t + tm_t}{1 - ty_t}$$

Donde q_t es el índice de precios de los bienes de capital, para Colombia se utilizó el deflactor implícito de la Formación Bruta de Capital por tipo de bien⁸, para los otros países se usó el IPC de los No Transables; p_t es el índice de precios al productor, r es la tasa de interés, se usó la tasa de los CDT a 90 días; δ es la tasa de depreciación, se hicieron varios cálculos, se presentan los resultados para sigma igual a quince por ciento; tv_t es el Impuesto al Valor Agregado; tm_t son los aranceles y ty_t es el impuesto de renta.

El stock de capital de cada año se calculó sumando la inversión neta⁹ al stock de capital del año anterior; la inversión neta fue tomada de las encuestas industriales.

$$K_t = (1 - \delta)K_{t-1} + I_t$$

Para calcular el stock de capital del año cero se utilizó:

$$K_0 = \frac{I_0}{g + \delta}$$

El costo del factor trabajo se calculó sumando todas las remuneraciones a obreros y empleados. El costo de las materias primas se tomó de las encuestas industriales. Para medir el costo de la energía eléctrica se usó la cuenta de energía eléctrica comprada, para Colombia se usó la cuenta de energía eléctrica consumida.

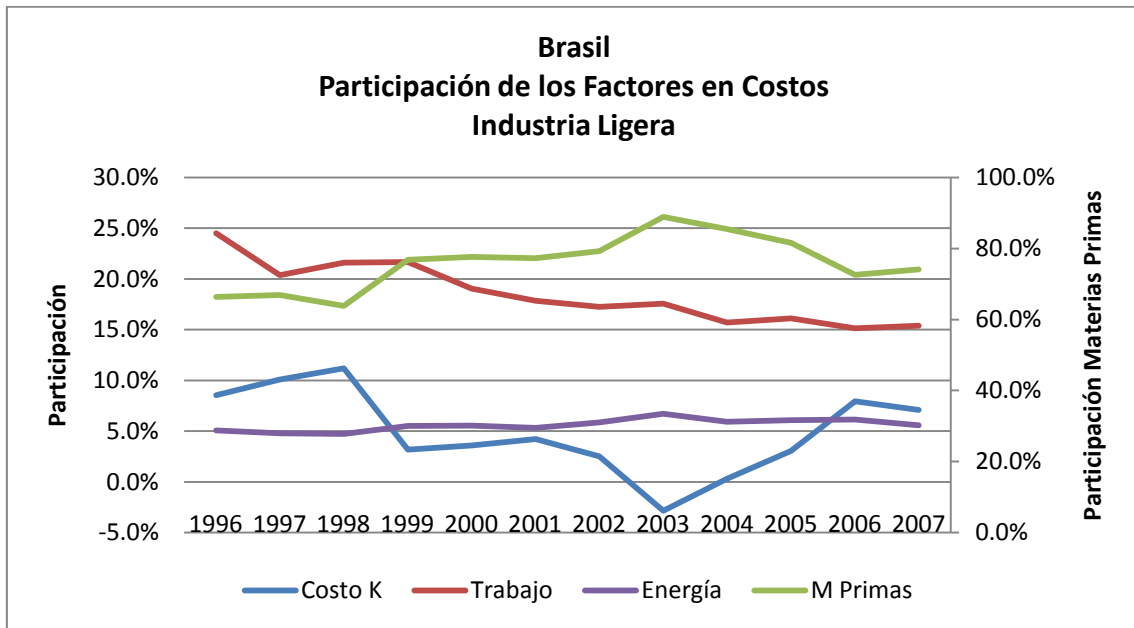
⁷ Multiplicando el costo de uso del capital por el stock de capital.

⁸ Maquinaria y equipo, Construcciones y edificaciones, Equipo de transporte, Informática y Equipo de Oficina.

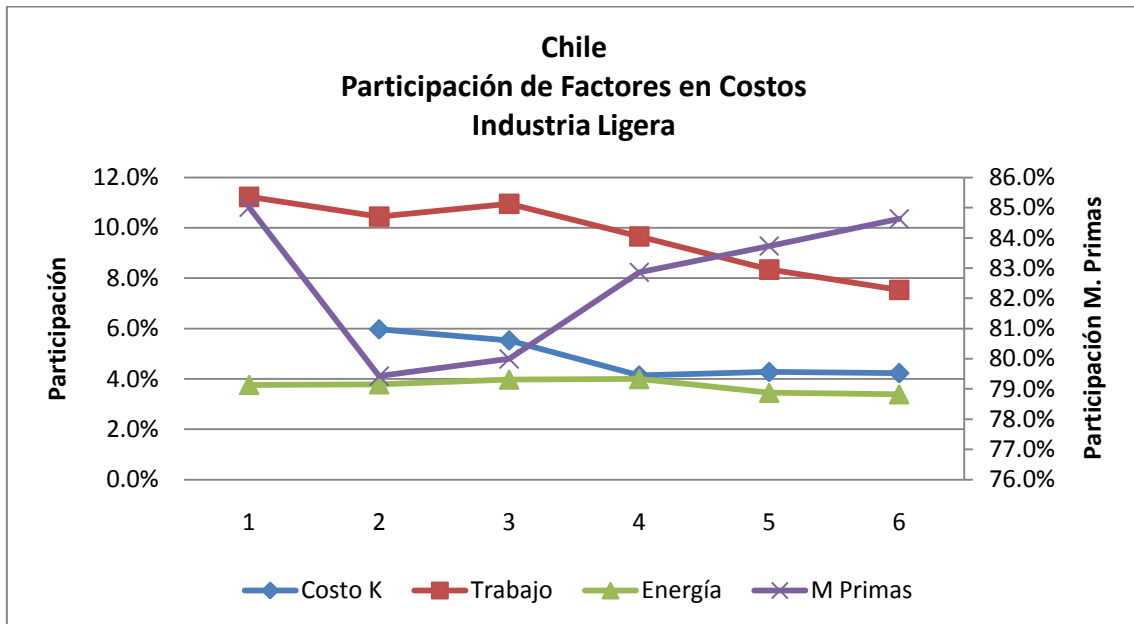
⁹ Inversión del periodo menos depreciación del periodo.

**Anexo 2. Participación de los factores productivos en los costos de producción:
Brasil, Chile, Colombia y México**

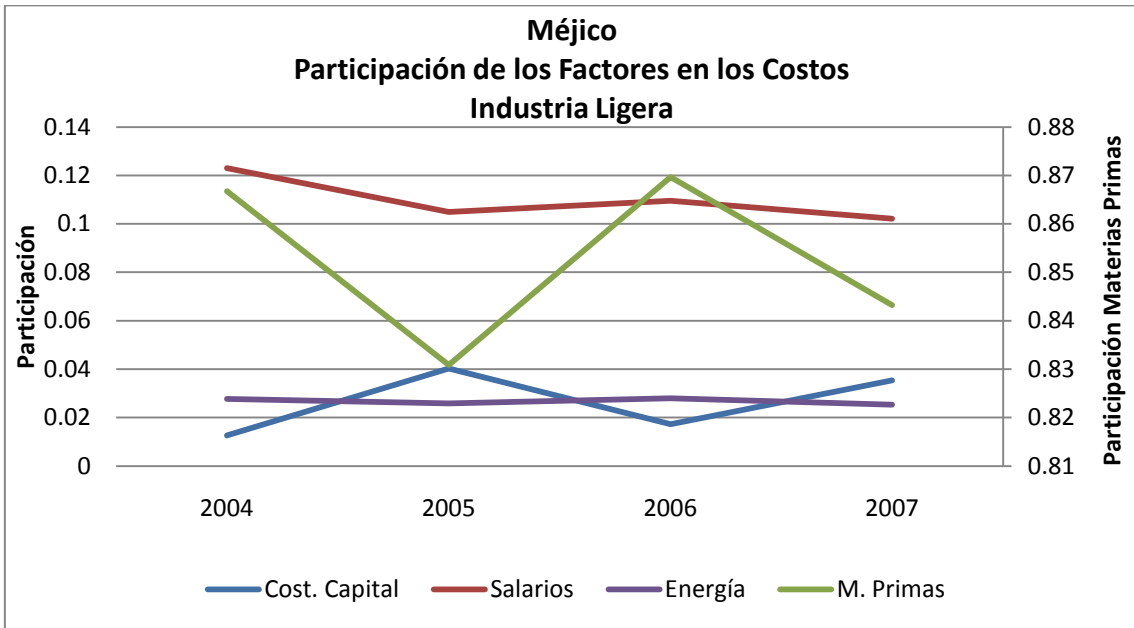
Gráfica 1



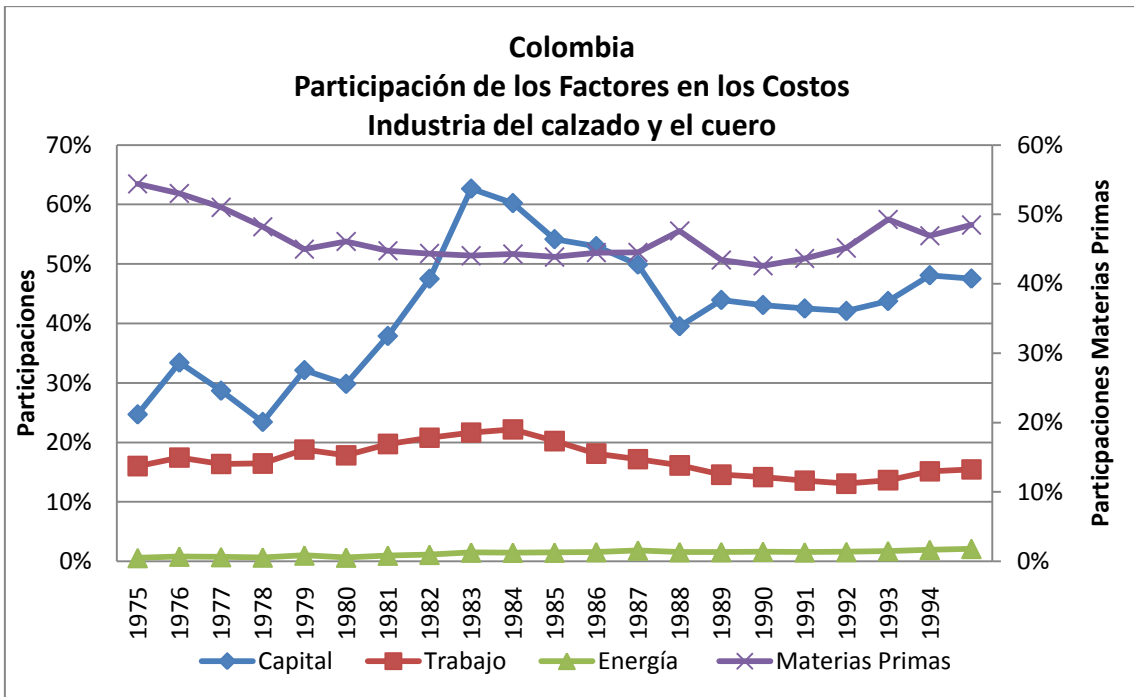
Gráfica 2



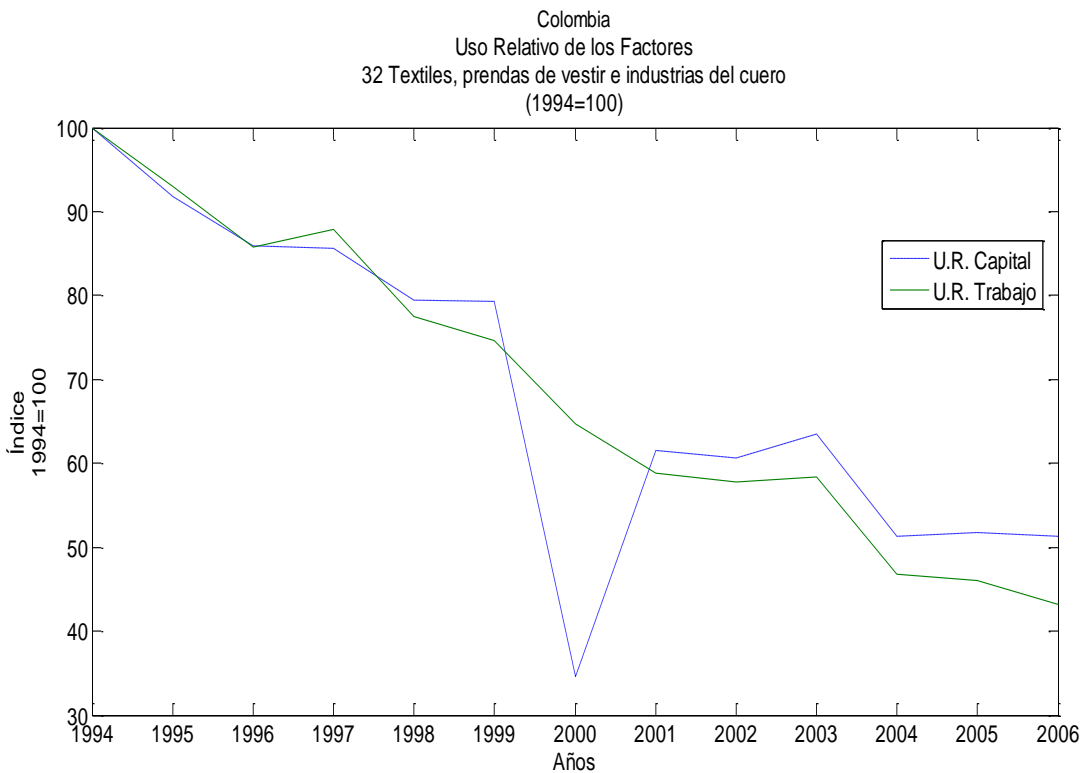
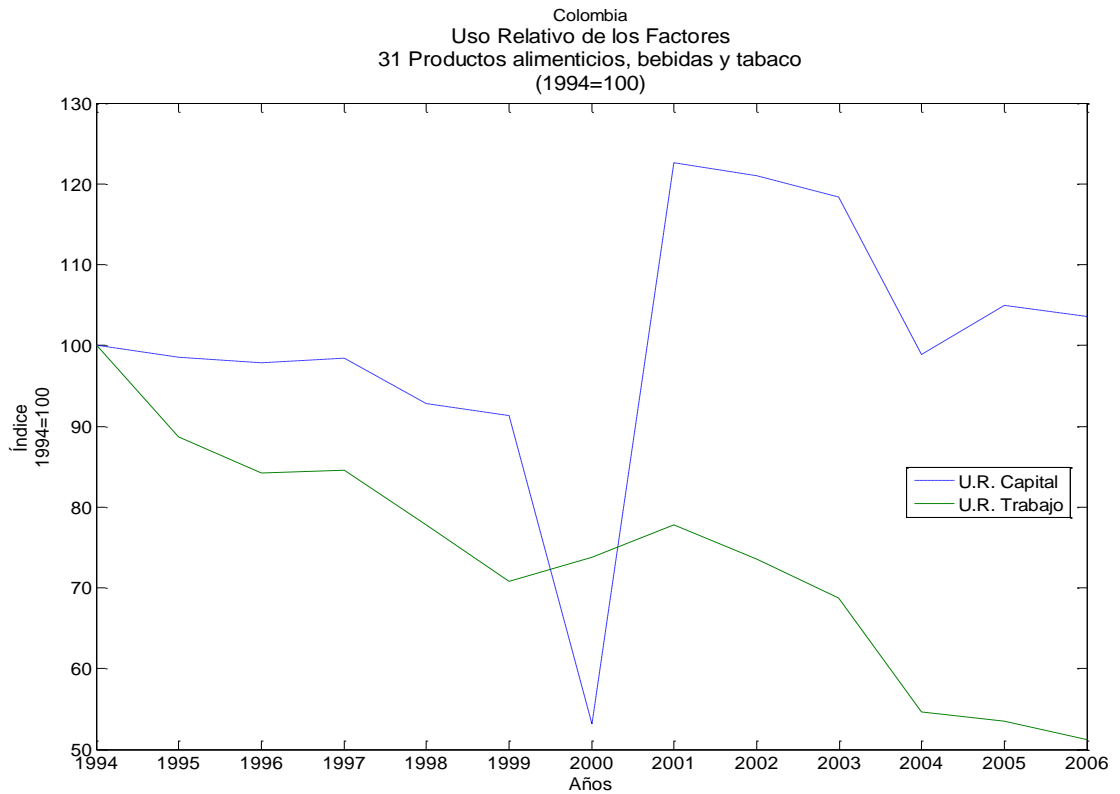
Gráfica 3



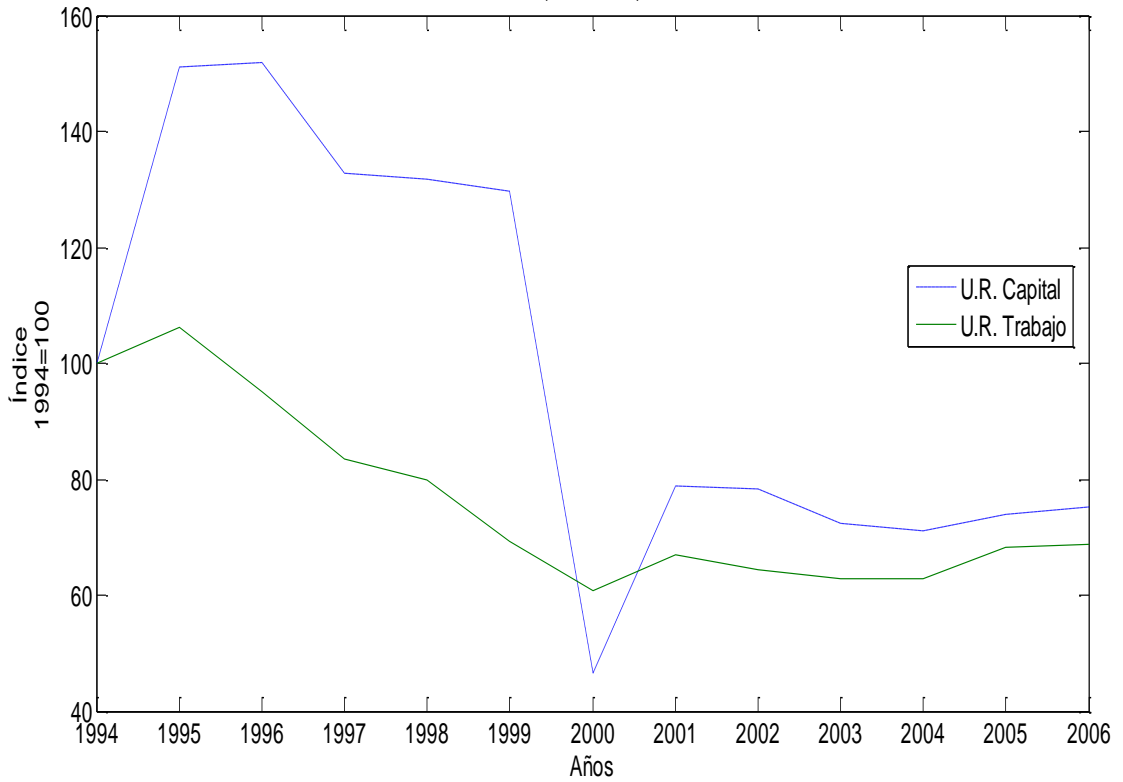
Gráfica 4



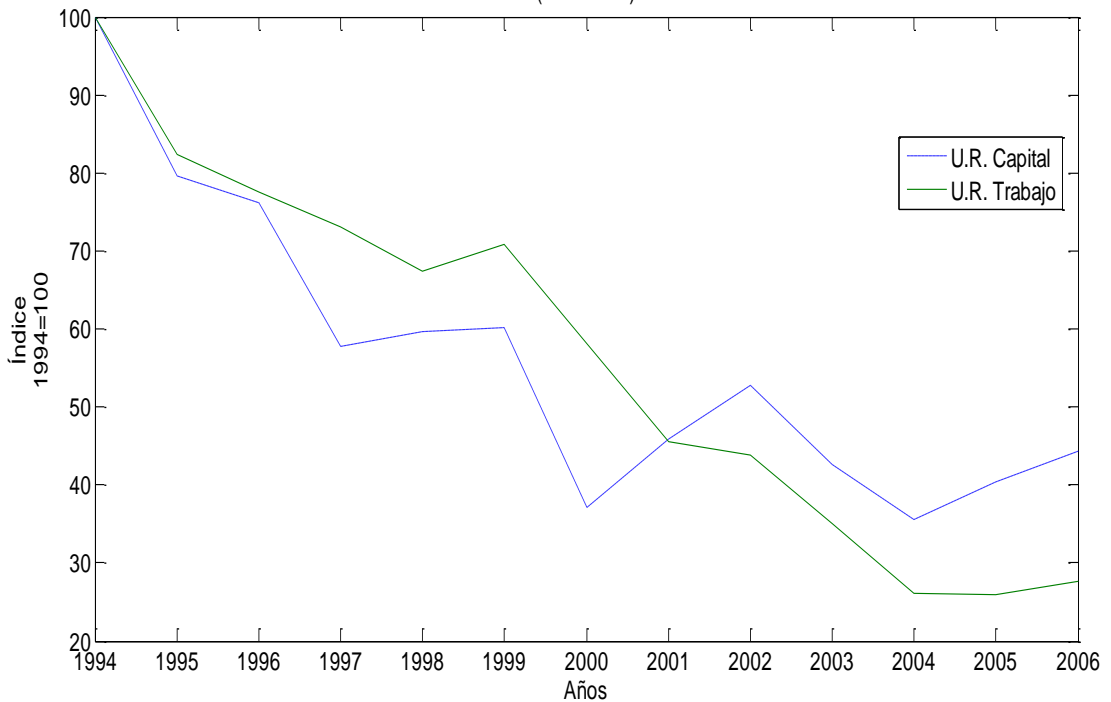
Anexo 3A. Colombia: Uso relativo de los factores productivos-relación de cantidades.



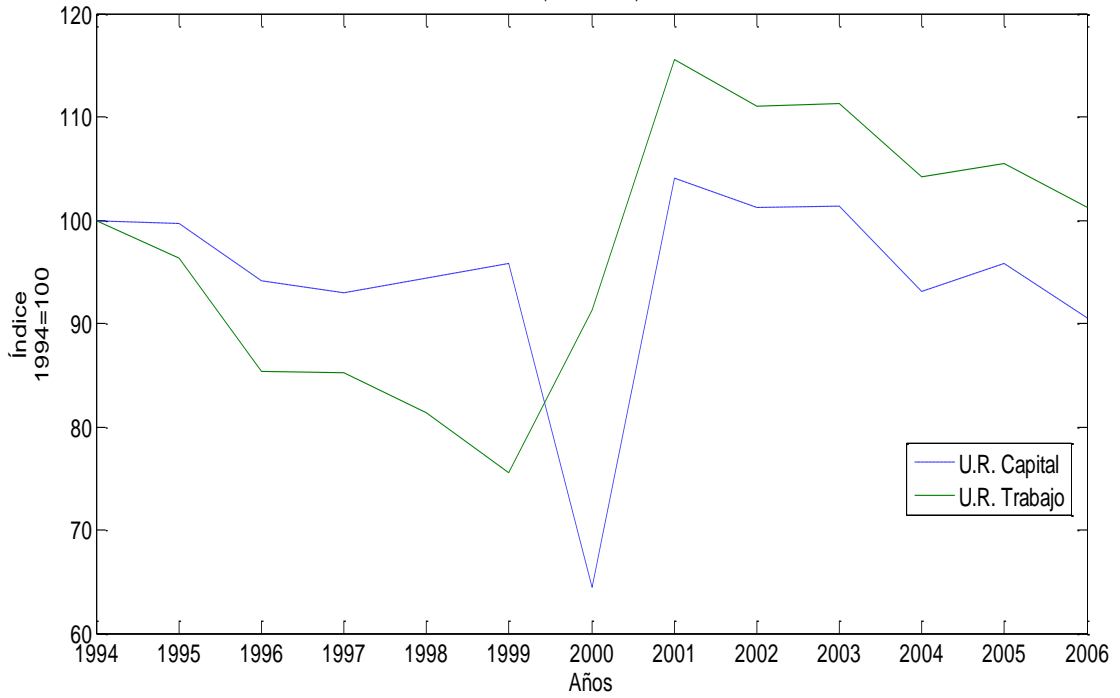
Colombia
 Uso Relativo de los Factores
 33 Industria de la madera y productos de la madera, incluidos muebles
 (1994=100)



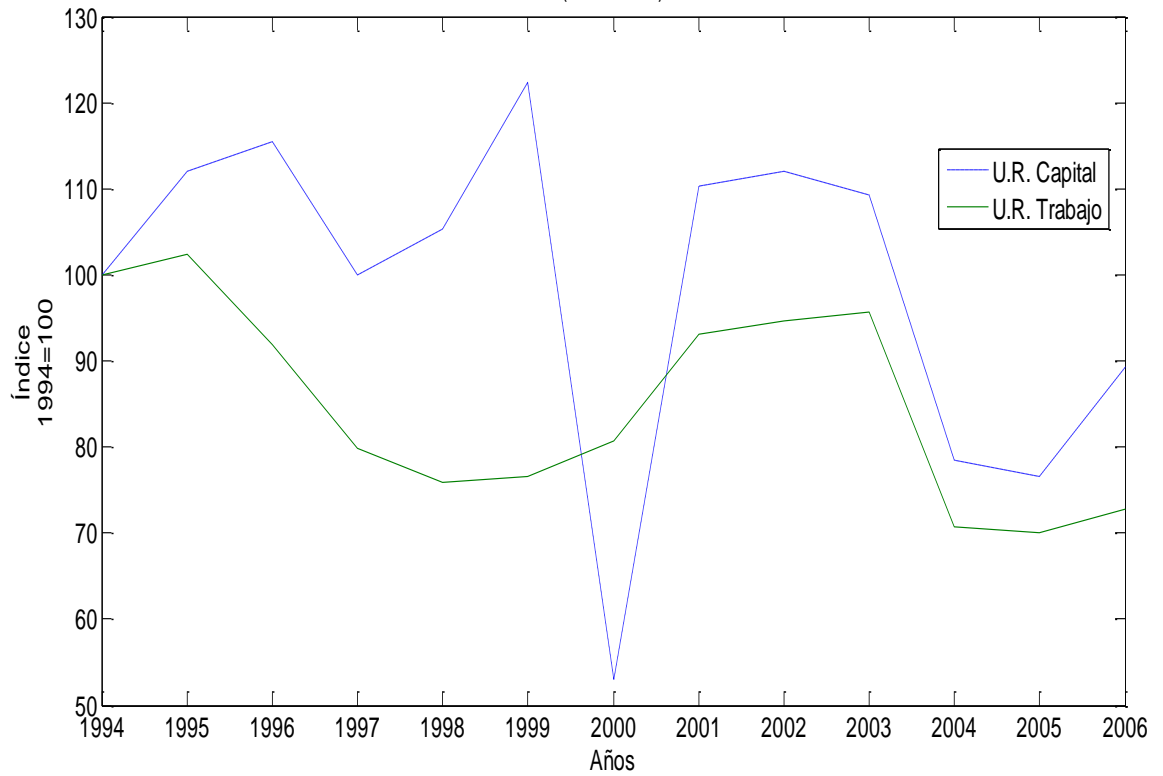
Colombia
 Uso Relativo de los Factores
 34 Fabricación de papel y productos de papel imprentas y editoriales
 (1994=100)



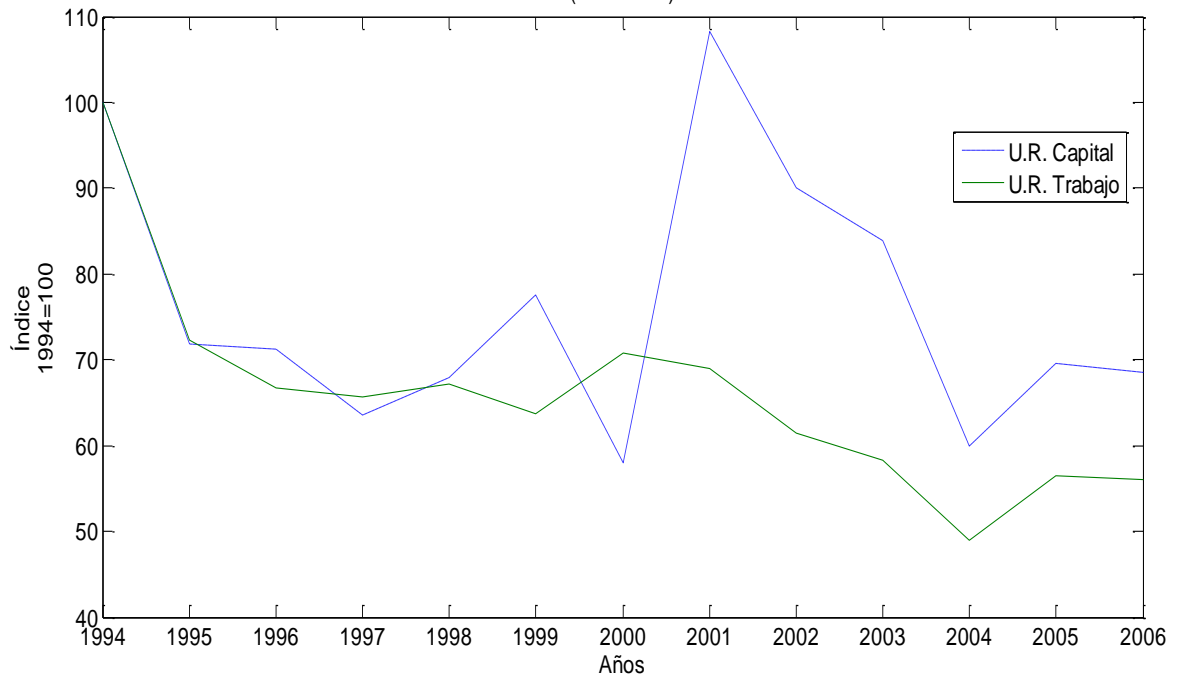
Colombia
 Uso Relativo de los Factores
 35 Fabricación de sustancias químicas y de productos químicos, derivados del petróleo y del carbón, de caucho y plásticos
 (1994=100)



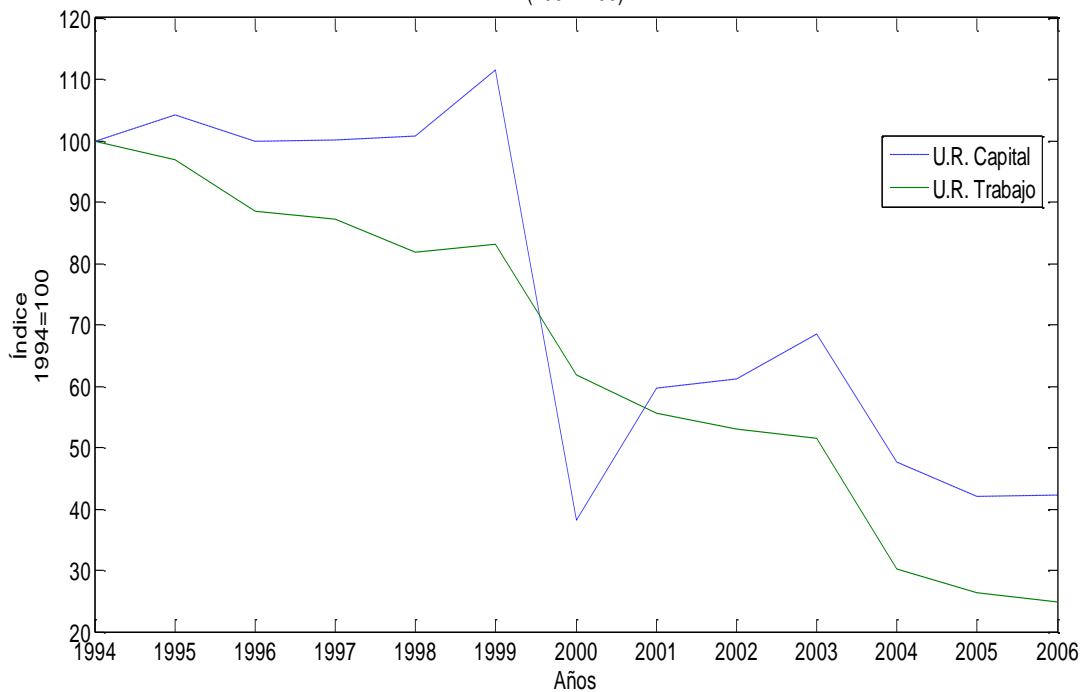
Colombia
 Uso Relativo de los Factores
 36 Fabricación de productos minerales no metálicos, exceptuando los derivados del petróleo y del carbón
 (1994=100)



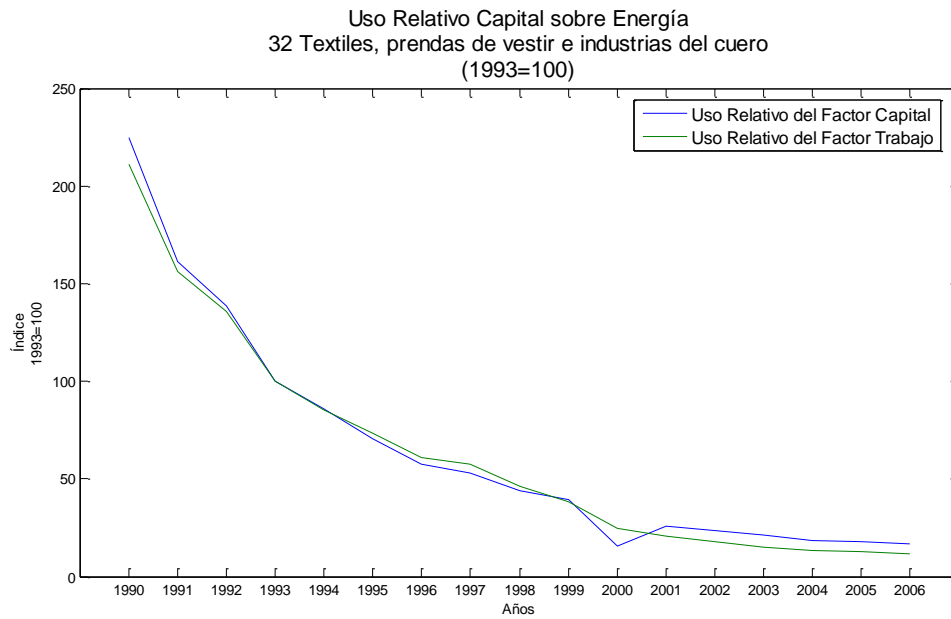
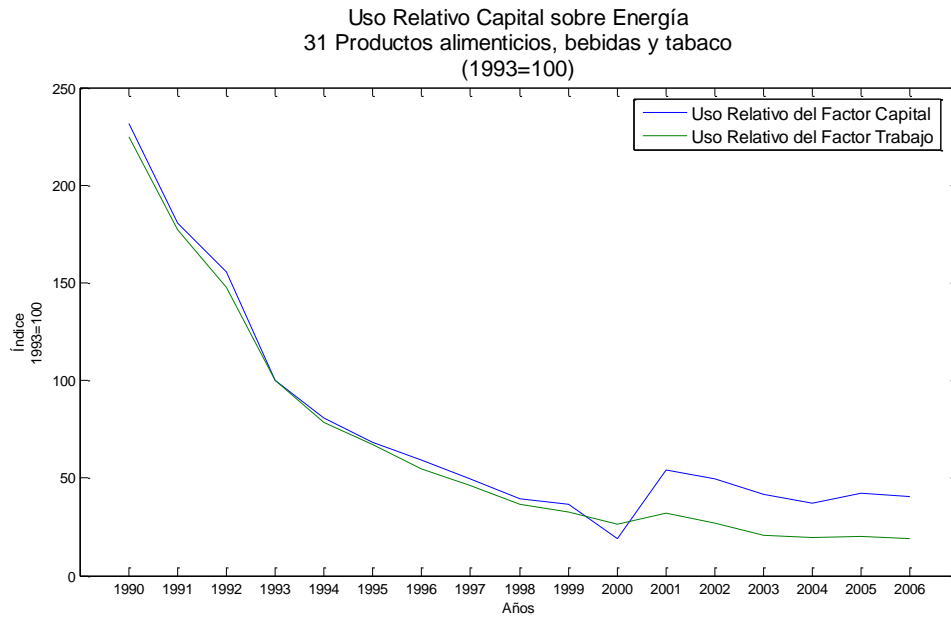
Colombia
 Uso Relativo de los Factores
 37 Industrias metálicas básicas
 (1994=100)



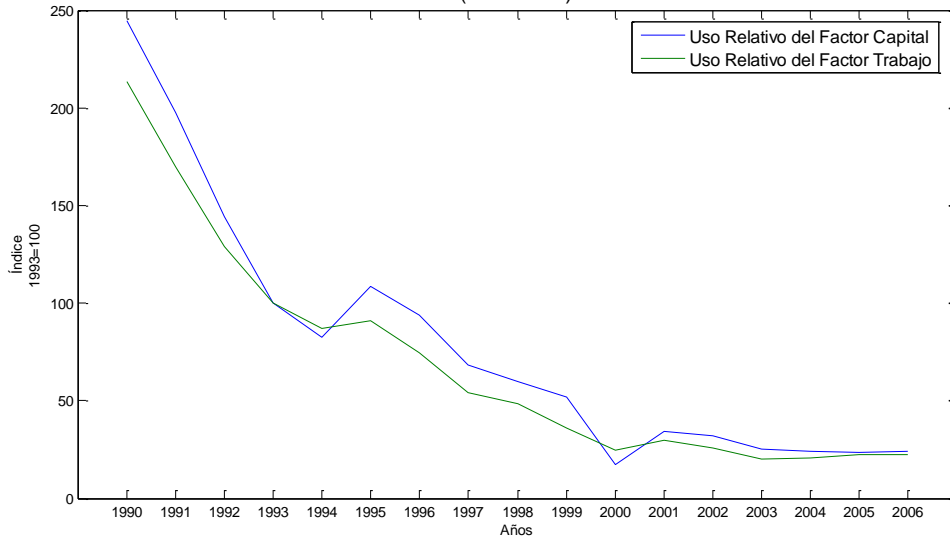
Colombia
 Uso Relativo de los Factores
 38 Fabricación de productos metálicos, maquinaria y equipo
 (1994=100)



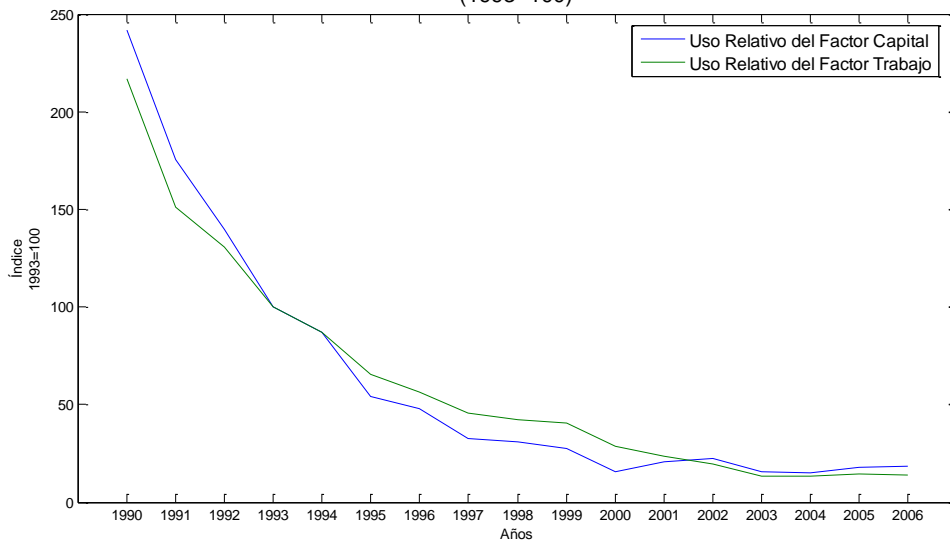
Colombia: Uso relativo de los factores productivos-relación de costos



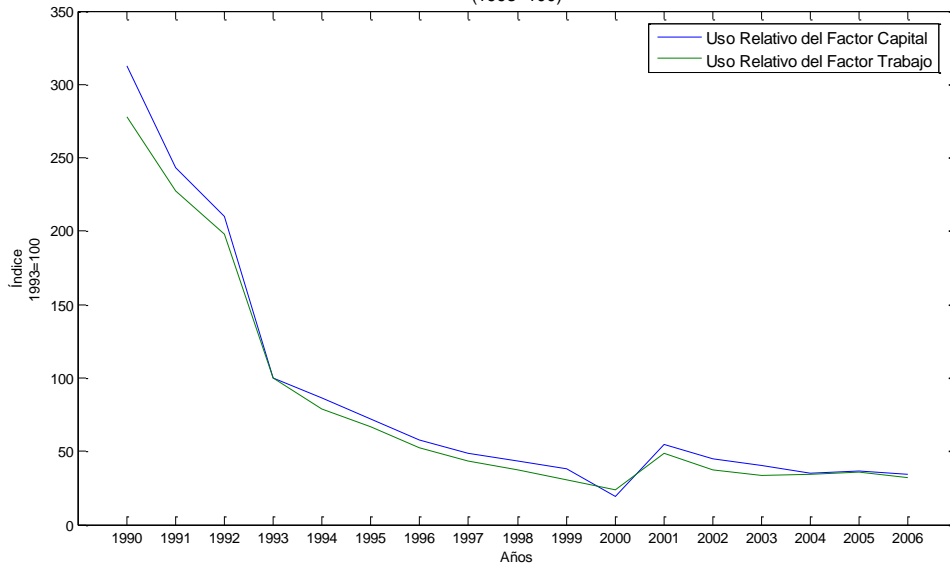
Uso Relativo Capital sobre Energía
 33 Industria de la madera y productos de la madera, incluidos muebles
 (1993=100)



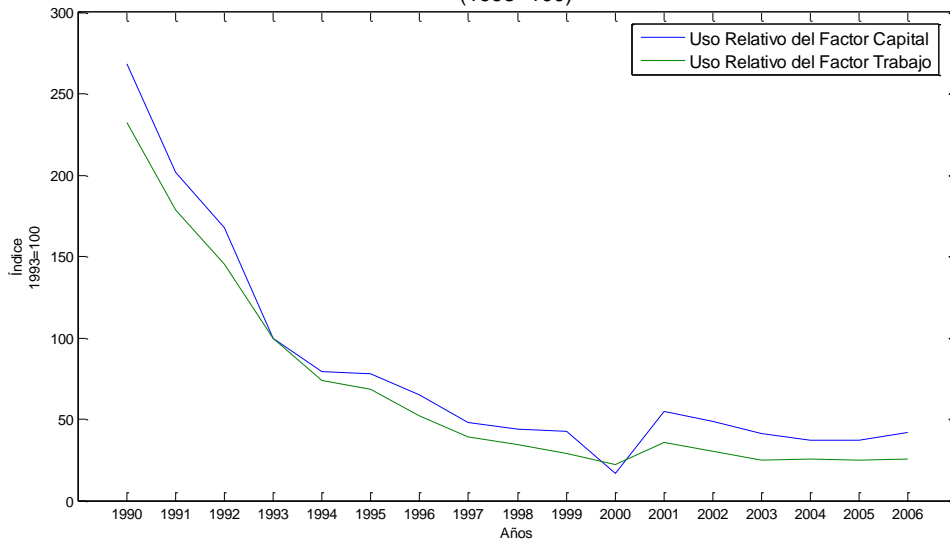
Uso Relativo Capital sobre Energía
 34 Fabricación de papel y productos de papel imprentas y editoriales
 (1993=100)



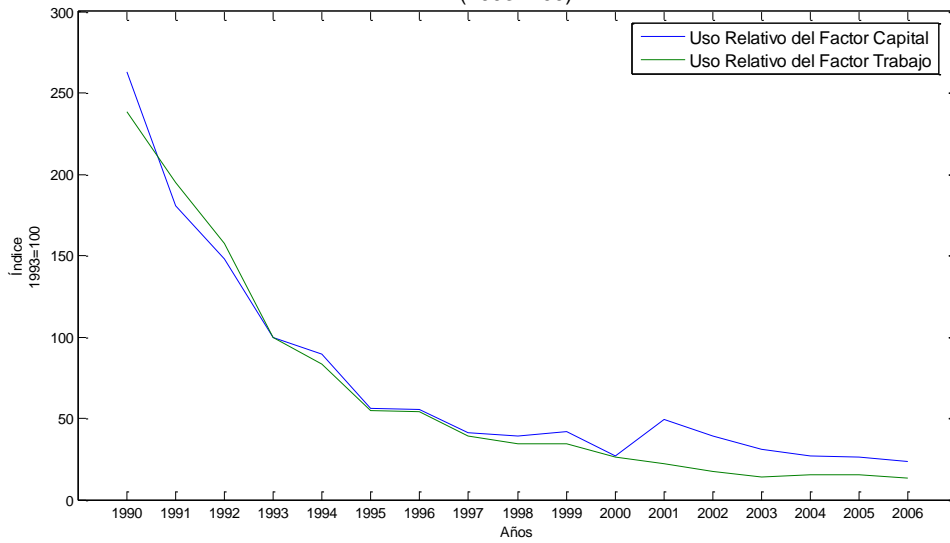
Uso Relativo Capital sobre Energía
 35 Fabricación de sustancias químicas y de productos químicos, derivados del petróleo y del carbón, de caucho y plásticos
 (1993=100)



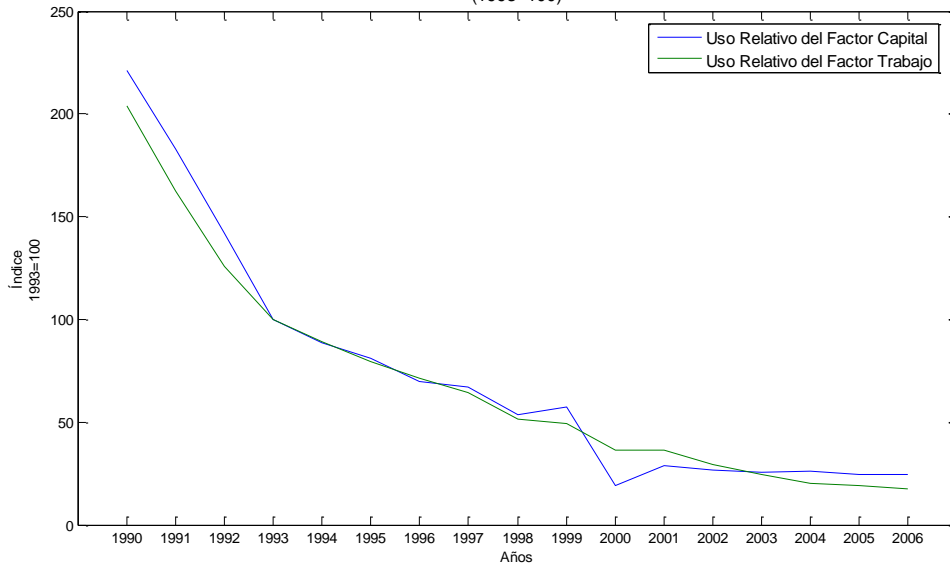
Uso Relativo Capital sobre Energía
 36 Fabricación de productos minerales no metálicos, exceptuando los derivados del petróleo y del carbón
 (1993=100)



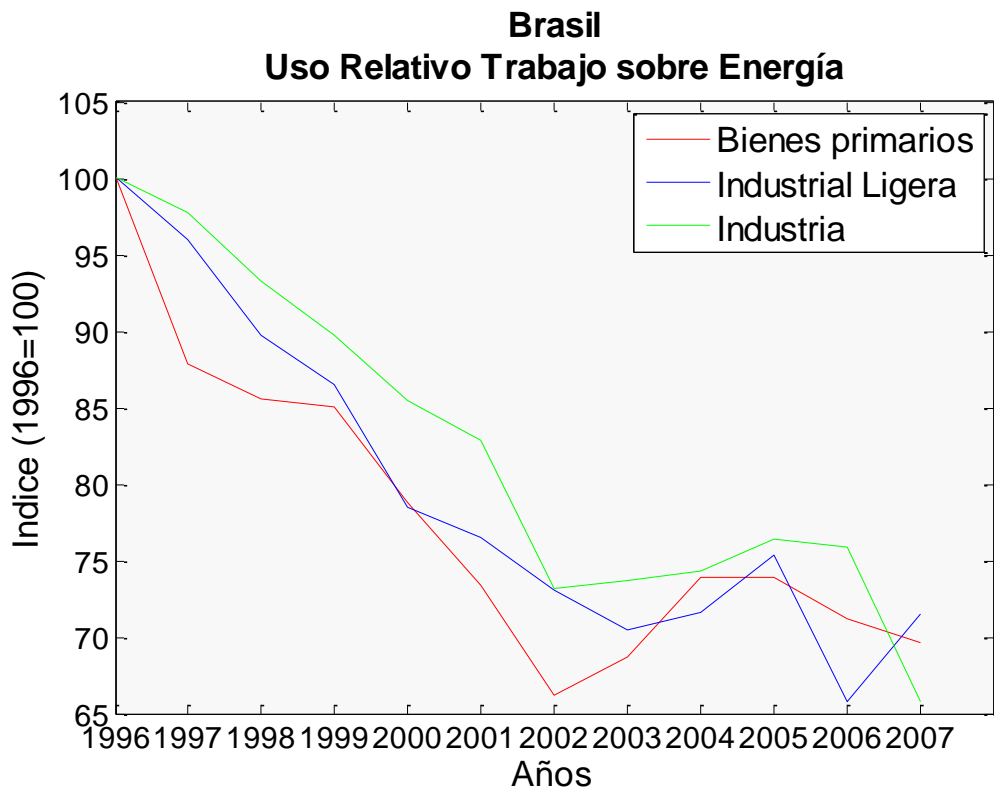
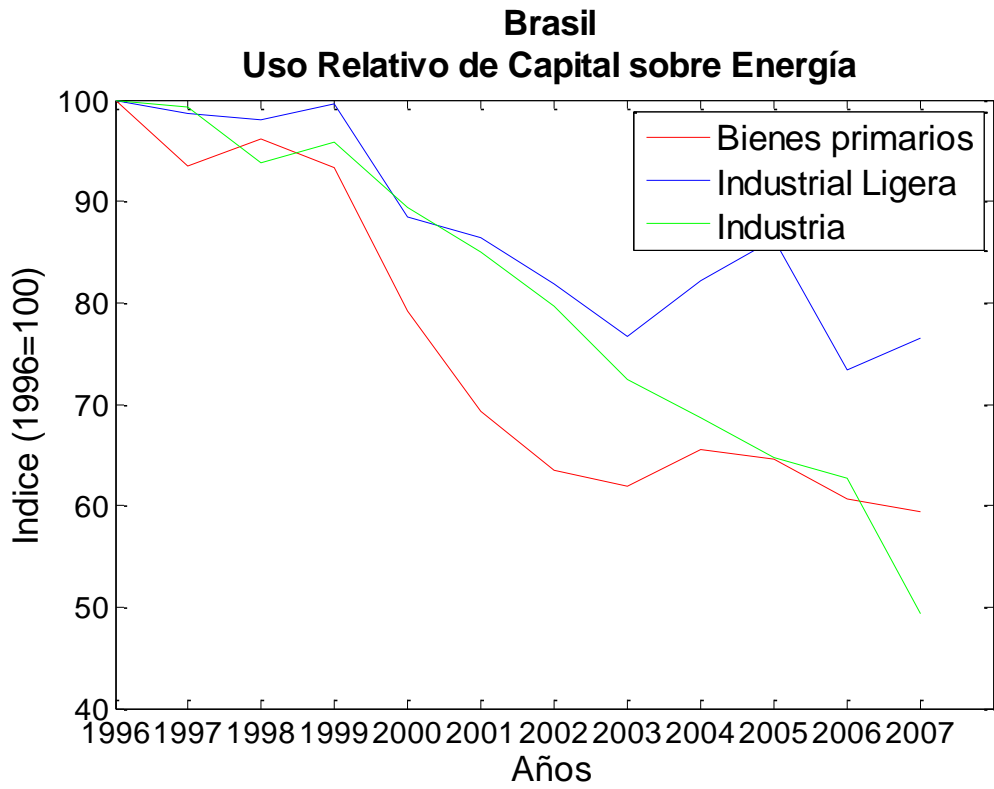
Uso Relativo Capital sobre Energía
37 Industrias metálicas básicas
(1993=100)



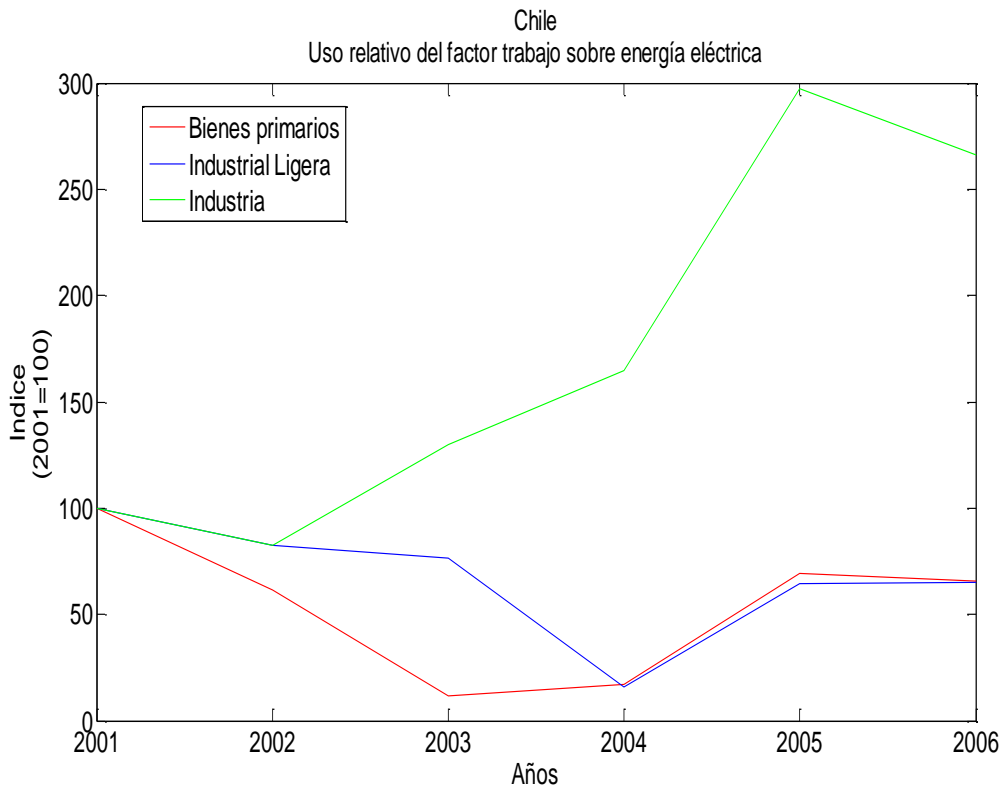
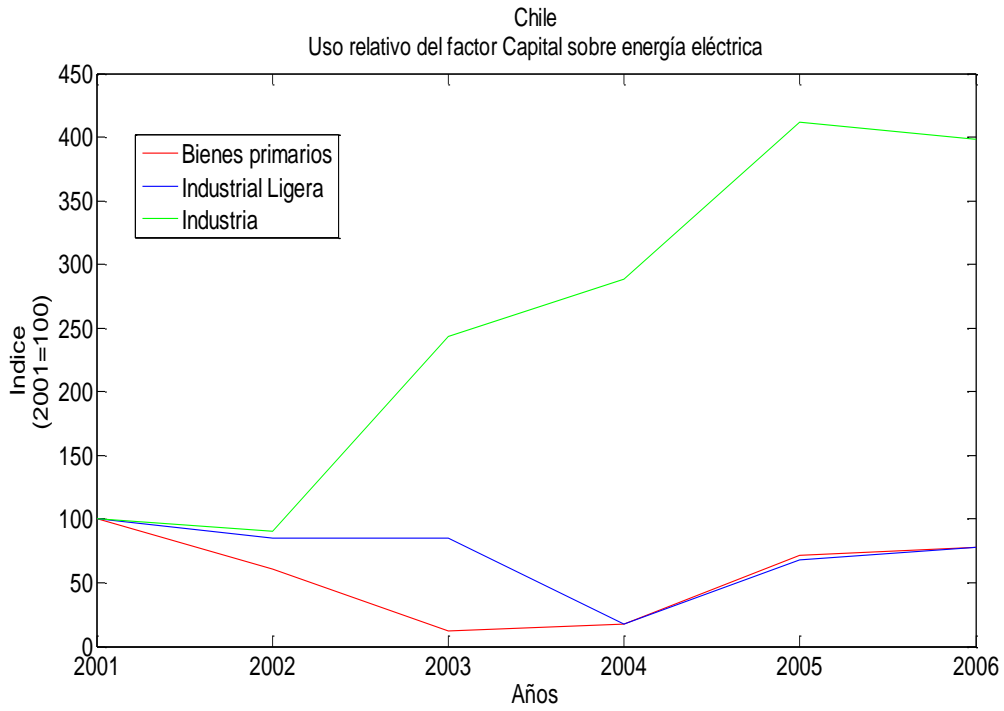
Uso Relativo Capital sobre Energía
38 Fabricación de productos metálicos, maquinaria y equipo
(1993=100)



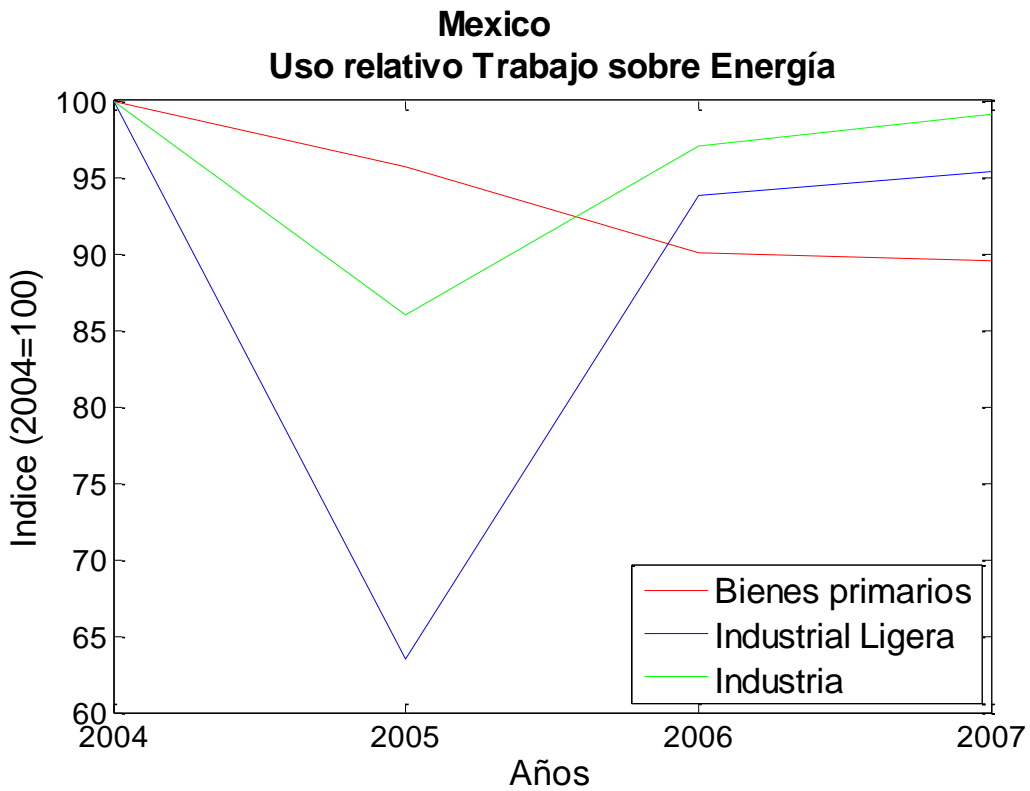
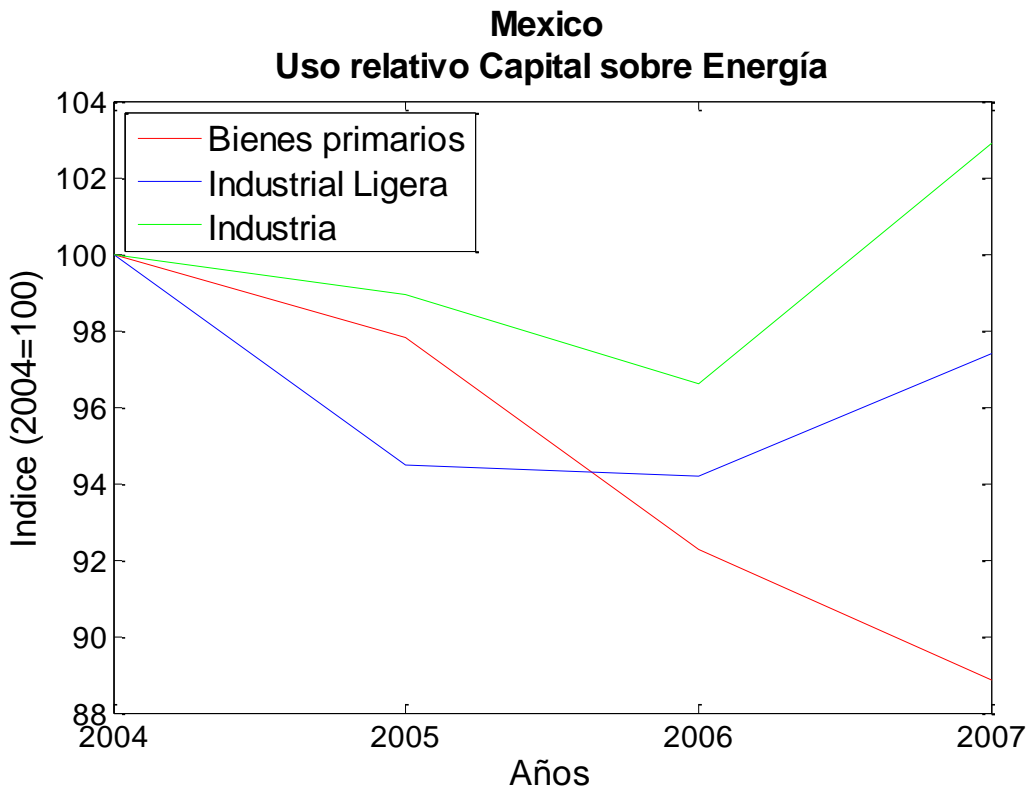
Anexo 3B. Brasil: Uso relativo de los factores productivos (K/EE, L/EE)



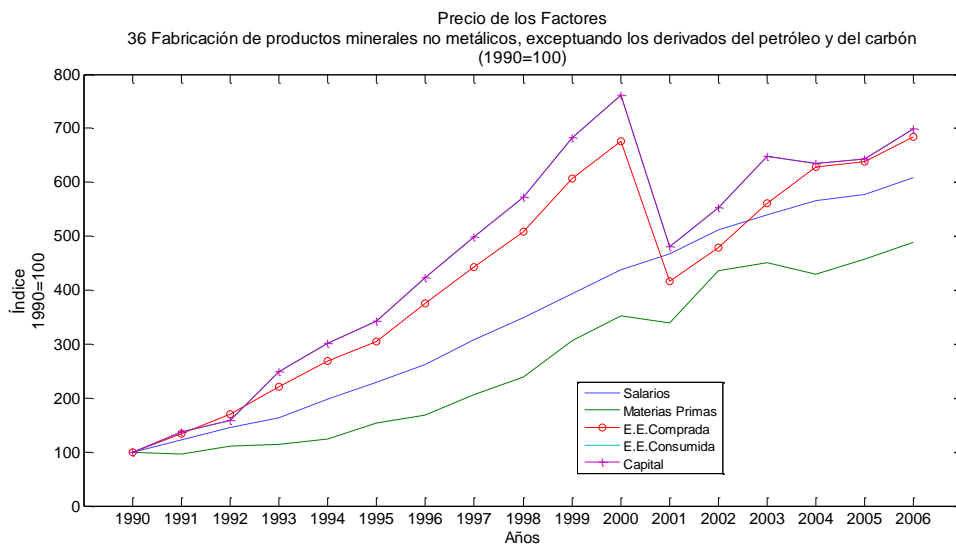
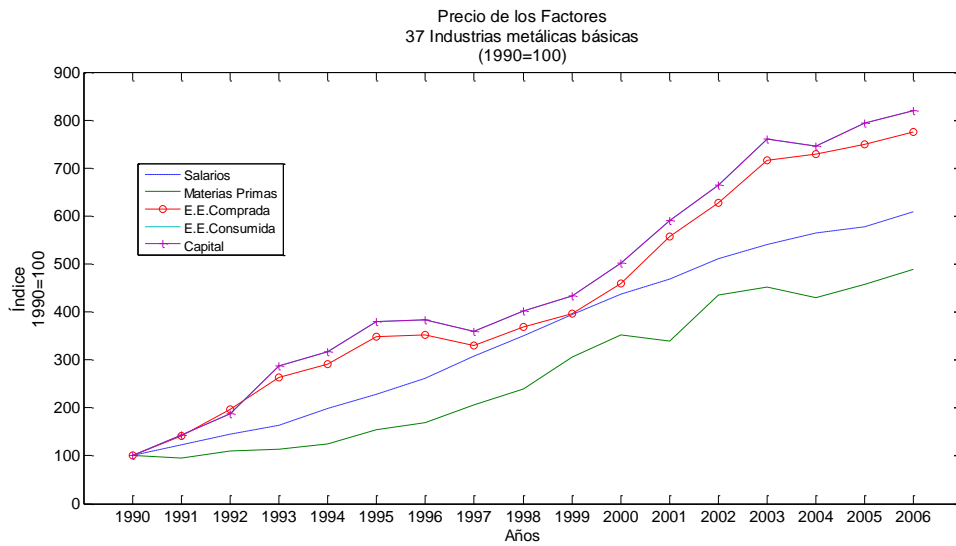
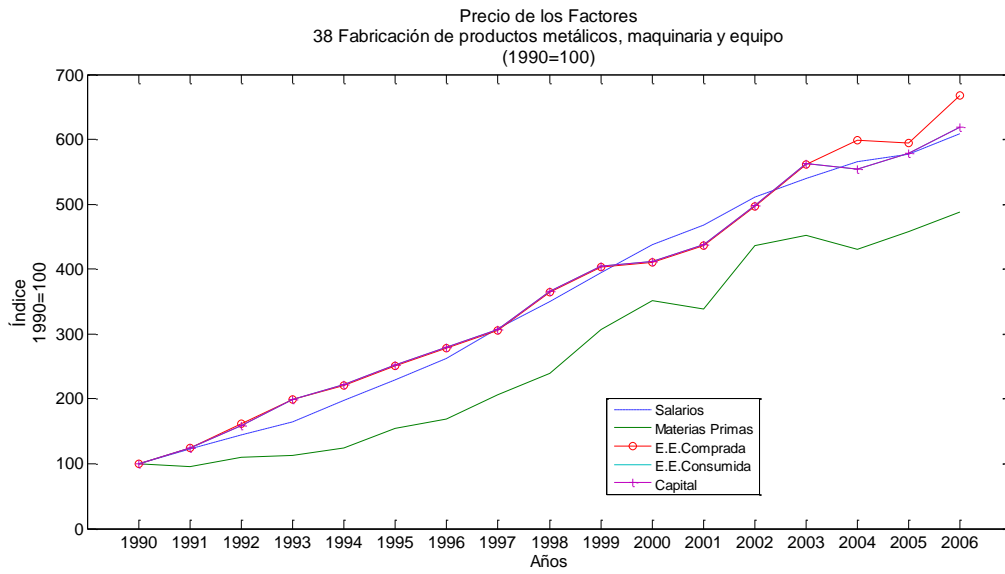
Anexo 3C. Chile: Uso relativo de los factores productivos (K/EE, L/EE)



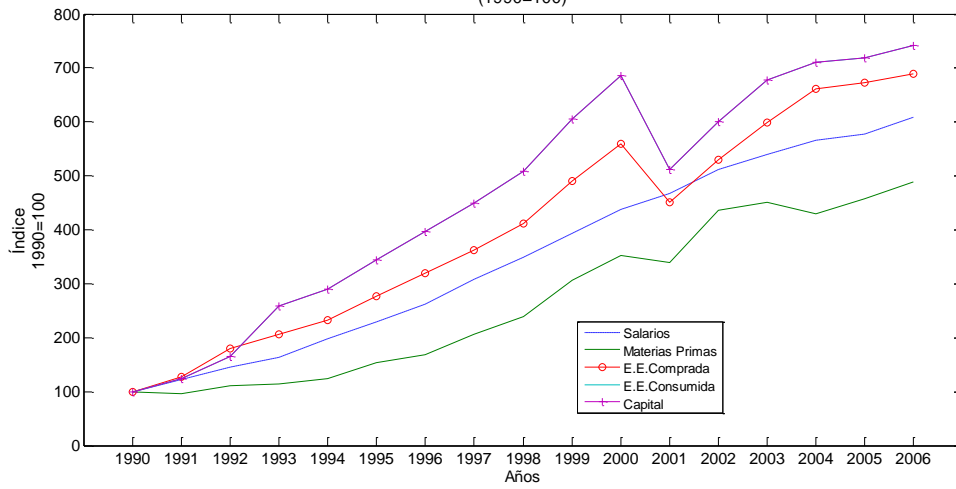
Anexo 3D. México: Uso relativo de los factores productivos (K/EE, L/EE)



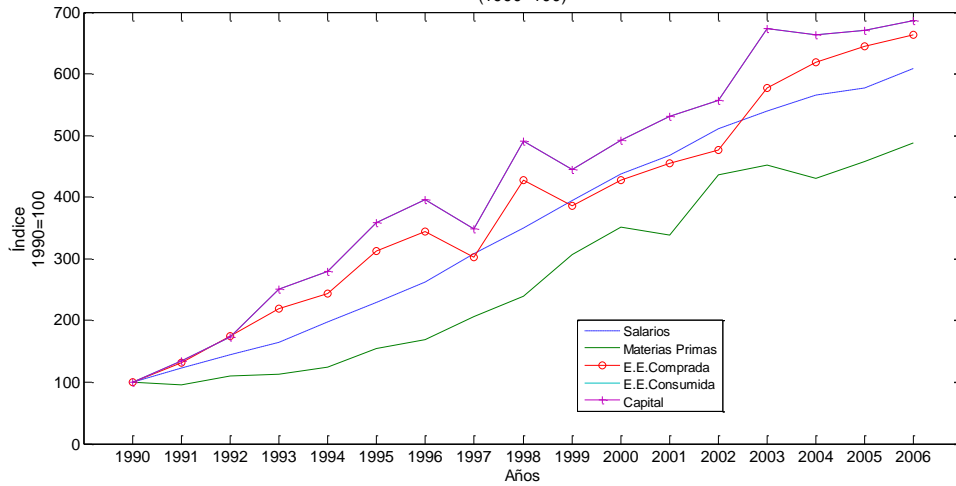
Anexo 4. Colombia: evolución precio de los factores productivos



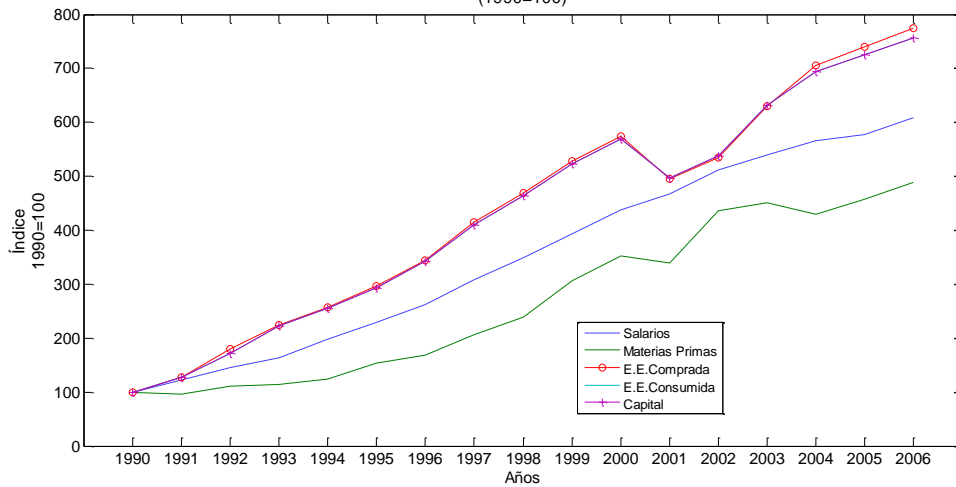
Precio de los Factores
35 Fabricación de sustancias químicas y de productos químicos, derivados del petróleo y del carbón, de caucho y plásticos
(1990=100)



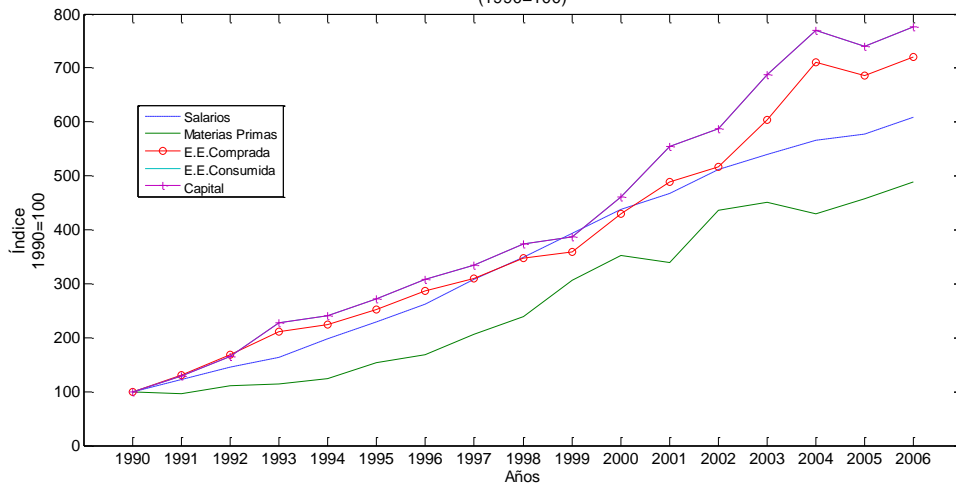
Precio de los Factores
34 Fabricación de papel y productos de papel imprentas y editoriales
(1990=100)



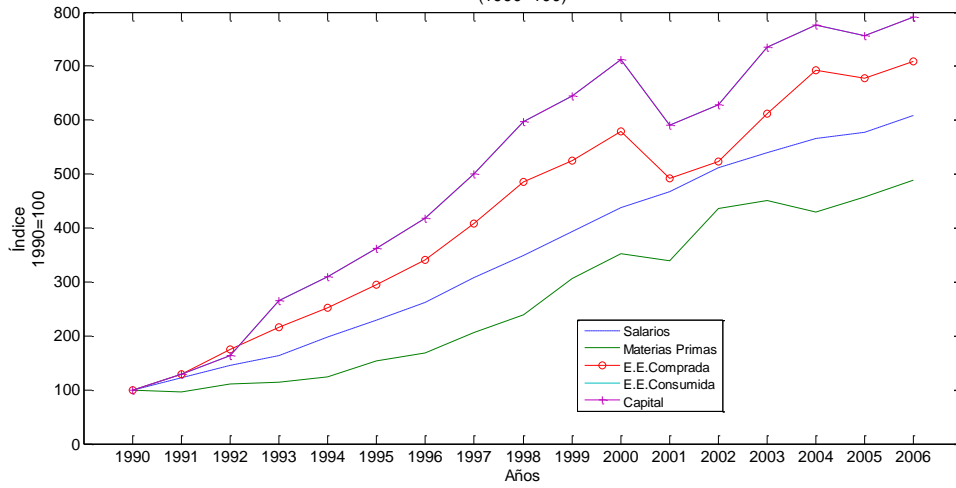
Precio de los Factores
33 Industria de la madera y productos de la madera, incluidos muebles
(1990=100)



Precio de los Factores
32 Textiles, prendas de vestir e industrias del cuero
(1990=100)



Precio de los Factores
31 Productos alimenticios, bebidas y tabaco
(1990=100)



Capítulo 6. Subsidios cruzados, impuestos y contribuciones: ¿el camino correcto para lograr la equidad?

6.1. Introducción

El comportamiento de las tarifas de energía eléctrica en los últimos años, en especial durante 2008, ha abierto, nuevamente, la discusión sobre la pertinencia de la carga tributaria que existe a lo largo de la cadena de producción del sector, que se transfiere a la tarifa que paga el consumidor final. Esa estructura es una muestra más del expediente altamente utilizado en Colombia de financiar el consumo de una amplia gama de servicios por medio de subsidios a las poblaciones más pobres. Estos subsidios se pagan con impuestos o “contribuciones” que asumen aquellos consumidores con mayor capacidad de pago. El esquema se conoce como el de “subsidios cruzados” y se utiliza en los servicios públicos domiciliarios y la seguridad y protección social (por ejemplo salud y pensiones) de manera más prominente. En efecto y, en lo que tiene que ver con la energía eléctrica, en la actualidad existen una serie de contribuciones que distorsionan las tarifas y que, como se mencionó en capítulos pasados, pueden encarecer el precio para el consumidor no regulado en un poco más del 24% del verdadero costo de la energía. No cabe duda que, ante este escenario, es necesario estudiar la pertinencia de esas cargas impositivas y sus implicaciones sobre el funcionamiento del mercado y sobre otras variables importantes, como las fiscales y las de competitividad.

Una de esas contribuciones y, tal vez la más polémica, tanto por su propio diseño como por sus implicaciones sobre la industria, tiene que ver con el esquema de solidaridad que hay en el mercado de energía. Desde hace varios años existe este sistema de subsidios cruzados en los sectores de agua y alcantarillado, telefonía básica, gas y electricidad, basado en la estratificación socioeconómica de las viviendas para recaudar contribuciones de los hogares más ricos y los sectores de industria y comercio para subsidiar a los usuarios residenciales de menores ingresos. La problemática principal es que, para los industriales, la contribución se ha vuelto una carga significativa sobre la tarifa final que encarece sus costos de producción.

La Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas de la ANDI muestra que para la industria manufacturera la energía eléctrica es un insumo importante. Representa, por ejemplo, en el sector de gases el 70% de los costos de producción y el 35% en el subsector de hilaturas (de la industria textil). Dado que el sector manufacturero produce bienes transables, teniendo que competir tanto a nivel nacional como a nivel internacional, cualquier incremento en las tarifas de energía en esos subsectores que usan significativamente la electricidad tiene impactos altamente negativos. Lo anterior crea una disyuntiva entre producir eficientemente o importar. En muchos casos, los productores de bienes electro-intensivos deciden importar el bien o las empresas que tienen filiales en otros países deciden producir en donde los costos sean inferiores.

Todos estos elementos hicieron necesaria la elaboración de un capítulo que evaluara la pertinencia y el impacto del esquema de subsidios cruzados presente en el mercado de energía eléctrica colombiana. Así, en la primera sección de este capítulo se revisan los antecedentes de este esquema para ofrecer una descripción e historia que permita entenderlo de manera adecuada. La segunda parte describe las contribuciones que existen a lo largo de la cadena y se analiza la situación actual del esquema de solidaridad de subsidios cruzados destacando sus problemas principales. Después se describen en detalle las actuales contribuciones y se revisan las propuestas que se han hecho en cuanto a las contribuciones del sector de energía. Finalmente, utilizando diferentes escenarios, se plantea la propuesta de Fedesarrollo.

6.2. Antecedentes: subsidios cruzados

Hasta 1990 la estructura tarifaria de la energía eléctrica en Colombia se basaba en el supuesto de la existencia de una relación positiva entre el ingreso y el consumo. Este principio fue la base para establecer un esquema de subsidios que buscaba favorecer a los consumidores de bajos ingresos. Sin embargo, el diseño y estructura del esquema era ineficiente y deficitario pues presentaba graves errores de inclusión porque la mayoría de los hogares consumían cantidades similares o inferiores al promedio general. Esos problemas daban origen a un subsidio generalizado del sector residencial a costa de altas tarifas para los sectores industrial y comercial. A partir de 1968, la Junta Nacional de Tarifas trató de complementar la definición de merecedores del subsidio basada en un umbral de consumo con otras consideraciones indicativas del ingreso y estableció que las tarifas deberían depender de los avalúos catastrales de los

inmuebles. Más tarde, en 1984, se comenzaron a utilizar las clasificaciones del Departamento Nacional de Estadística (DANE) que distribuían a los usuarios residenciales en estratos de acuerdo a las características del vecindario, bajo el supuesto implícito de una mejor correlación entre las características de la vivienda y el ingreso. A pesar de las mejoras en la focalización, el sistema continuó siendo deficitario y con grandes presiones para mantener el nivel general de las tarifas bajo. Los usuarios residenciales pagaban tan sólo el 39% del costo del suministro de electricidad.

Por otro lado, el subsidio generalizado y la baja recuperación de los costos de las empresas resultaron en un deterioro de la infraestructura, mala calidad de los servicios y altas barreras en la ampliación de la cobertura. Como se mencionó atrás en este estudio y como lo muestra Meléndez (2004), en términos generales, el sector de servicios públicos estaba conformado por empresas con grandes pérdidas, altos costos de operación y una deficiente gestión comercial que no tenían incentivos para invertir en innovaciones tecnológicas, ya que el Estado tenía el papel de propietario, operador, regulador, acreedor y garante. Además, las empresas no tenían autonomía administrativa y presupuestal para el desempeño de sus funciones.

La Constitución de 1991 logró varios avances importantes. Primero, estableció que las tarifas deberían cubrir los costos incrementales del suministro y que los consumidores de ingresos bajos deberían recibir subsidios explícitos provenientes de otros consumidores o del presupuesto de la nación y/o entes territoriales. Segundo, impuso un sistema de asignación de recursos que maximizaría las alternativas de oferta, calidad y financiación a los usuarios. De esta manera, el mandato constitucional fue desarrollado en las leyes 142 de Servicios Públicos y 143 de Electricidad con la adopción formal del sistema de subsidios cruzados a la demanda, focalizados con base en la estratificación socioeconómica de las viviendas. Los usuarios de altos ingresos ayudarían a los usuarios de bajos ingresos a pagar las tarifas de los servicios que cubrieran sus necesidades básicas. En este sistema, los tres primeros estratos recibirían subsidio, el cuarto sería neutro y los estratos 5 y 6 serían contribuyentes junto con los usuarios comerciales, industriales y consumidores no regulados. Esos subsidios sólo se aplicarían a los llamados consumos básicos o de subsistencia, entendidos como la cantidad mínima mensual del servicio público suficiente para satisfacer las necesidades básicas de un usuario residencial típico de cada estrato. En la actualidad, el consumo de subsistencia es de 173 kwh-mes en las localidades ubicadas por debajo

de los mil metros sobre el nivel del mar y de 130 kwh-mes, para los municipios y poblaciones que estén por encima de esa altitud¹. El artículo 367 de la constitución estableció que el régimen tarifario de los servicios públicos tendría en cuenta los criterios de eficiencia económica, suficiencia financiera, solidaridad y redistribución de ingresos.

Así mismo, para elevar las tarifas hasta los niveles establecidos, la ley 143 estableció los montos del subsidio y un período de transición de dos años. Este plazo se podría ampliar a seis años a juicio de cada Comisión de Regulación². El subsidio máximo sobre el costo medio del suministro y, sin exceder el valor del consumo de subsistencia, es de 50% para el estrato 1, 40% para el estrato 2 y 15% para el estrato 3, mientras que la contribución máxima de los estratos 5 y 6, del sector comercial e industrial es del 20% sobre el costo de la prestación del servicio. La metodología desarrollada para establecer la estratificación toma en cuenta las características físicas de las viviendas, su entorno y la residencialidad de la zona en que se encuentran. Por otra parte, para la zona rural dispersa, la unidad de estratificación no es la vivienda sino el predio o lote en el cual se ubica la vivienda. La metodología de estratificación la definió y aplicó el Departamento Nacional de Planeación (DNP) y, desde hace unos pocos años, la responsabilidad fue trasladada al DANE.

Igualmente, siguiendo el mandato de la constitución, la ley estableció la obligatoriedad de crear en el Ministerio de Minas y Energía (MME) y un Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI), financiado con los excedentes de las empresas comercializadoras una vez efectúen el cruce entre subsidios y contribuciones en sus propios mercados. Es decir, el recaudo de las contribuciones es efectuado por el comercializador de energía eléctrica, quien le gira a la empresa de distribución/comercialización correspondiente a la zona del aporte respectivo. Esas empresas deben utilizar las contribuciones que fueron recaudadas para financiar los subsidios otorgados a los estratos 1, 2 y 3. Como lo reglamentó el Decreto 847 de 2001, las empresas que presenten superávit después de hacer el cruce entre las contribuciones y los subsidios deben girar los recursos directamente al FSSRI. En el caso contrario, cuando las empresas, al realizar el cruce presenten déficit, deben esperar a que el

¹ A diferencia de los programas sociales en los cuales los subsidios se adjudican utilizando el Sistema Único de Identificación de Beneficiarios (SISBEN), que incluye como variables las características del hogar y de las personas que lo componen, los subsidios a los servicios públicos se adjudican solo con base en la estratificación zonal de las viviendas.

² Artículo 179 de la ley 142 de 1994. Este plazo fue ampliado por las leyes 286 de 1996 (artículos 1, 3 y 7), y 632 de 2000 (artículos 2 y 3).

FSSRI valide las cifras y cuente con los recursos para cubrirlo. Los recursos faltantes se financian con el Presupuesto Nacional³, los presupuestos municipales y los fondos de solidaridad y redistribución de ingresos. En concreto, el FSSRI administra las contribuciones de solidaridad y los subsidios que las diferentes empresas de energía eléctrica y gas combustible facturan y otorgan a los usuarios finales.

Adicionalmente, la ley descentralizó en los agentes privados y en los entes territoriales la toma de decisiones sobre inversiones y gestión. Es decir, le otorgó a las empresas autonomía administrativa y presupuestal con el fin de acelerar la expansión, aumentar la cobertura y mejorar la calidad de los servicios. El Estado asumiría las funciones de regulación y control.

La Ley 812 de 2003 (Ley del Plan de Desarrollo) estableció que la aplicación de los subsidios al costo de prestación de los servicios debería hacerse de tal forma que el incremento tarifario para los usuarios de los estratos 1 y 2 en relación con sus consumos básicos o de subsistencia correspondiera a la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC). Como veremos más adelante, esto pudo haber tenido consecuencias importantes. Más recientemente, la Ley 1117 de 2006 estableció que a partir de enero de 2007 hasta el 31 de Diciembre de 2010 ese incremento tarifario para los usuarios de estratos 1 y 2 en relación con sus consumos básicos o de subsistencia debe corresponder como máximo a la variación del IPC. Sin embargo, en ningún caso, el porcentaje del subsidio podrá ser superior al 60% del costo de la prestación del servicio para el estrato 1 y al 50% para el estrato 2. Como se expondrá en la siguiente sección, la estructura y regulación del sistema de subsidios cruzados están afectando negativamente su financiación y sostenibilidad en el largo plazo.

6.3. Descripción: contribuciones

FAZNI

Un costo variable para los generadores y que incluyen al determinar el precio de oferta, es el gravamen con destino al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI) que se recauda con base en la energía despachada en el MEM. La Ley

³ Si bien la ley 142 no establece la obligación de los gobiernos de hacer los aportes faltantes para los servicios públicos en general, esta obligación sí está expresamente establecida en la ley 143 para el sector eléctrico.

633 de 2000 creó este fondo cuenta especial del Ministerio de Minas y Energía con el objetivo de financiar planes, programas y proyectos de inversión destinados a la construcción e instalación de la infraestructura eléctrica y así, ampliar la cobertura y satisfacer la demanda de energía en las zonas no interconectadas⁴. El artículo primero de la Ley 1099 de 2006, por medio de la cual se prorroga la vigencia del artículo 81 de la Ley 633 de 2000, establece que por cada kilovatio-hora despachado en la Bolsa de Energía Mayorista, el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC, debe recaudar un peso con destino al FAZNI, que será pagado por los agentes generadores de energía. Ese valor tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre de 2014 y se indexa anualmente con el Índice de Precios al Productor (IPP). Al fondo también pueden ingresar los recursos provenientes del Presupuesto General de la Nación y los recursos que canalice el Gobierno Nacional de diferentes fuentes públicas y privadas, nacionales e internacionales. Adicionalmente, y como está establecido en el decreto 1124 de 2008, el FAZNI tiene un Comité de Administración (CAFAZNI) conformado por el Ministro y Viceministro de Minas y Energía y por el director de la UPME. El Comité tiene las funciones de aprobar, objetar e impartir instrucciones y recomendaciones sobre los planes, programas y/o proyectos que le presenten para financiar la Energización de las Zonas No Interconectadas a través del FAZNI. Como los señalan los generadores, en la actualidad se destina \$1,01 pesos por kilovatio hora a este fondo. Tal y como lo muestra la Gráfica 2, el FAZNI recaudaba algo más de \$56 mil millones anuales pero en el 2007 el recaudo disminuyó. En ese mismo año, las contribuciones al FAZNI apenas superaron los \$50 mil millones de pesos, lo que indica que la disminución fue de 22%, tendencia que se revierte en el 2008 con un crecimiento del 2%. Según el presupuesto del Ministerio de Minas y Energía, la contribución en el año 2009 será de \$66 mil millones de pesos, es decir, un incremento respecto al año anterior de 27%.

FAER

Con el objetivo principal de ampliar la cobertura y procurar satisfacer la demanda de energía en zonas rurales, la Ley 788 de 2002 creó el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las zonas Rurales interconectadas (FAER). Esta contribución que realiza el sector eléctrico cuenta con recursos provenientes de los dueños de los activos del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y es administrado por el Ministerio de Minas y Energía. El ASIC está encargado de

⁴ Artículo 83 de Ley 633 de 2000.

recaudar un peso por cada Kilovatio – hora despachado en el MEM⁵. Como se puede ver en la Gráfica 2, esta contribución ha mantenido un crecimiento leve pero constante a lo largo del tiempo, pasando de \$49.3 mil millones en 2004, a \$62 mil millones en 2008, cuando creció aproximadamente 2% respecto al año anterior.

PRONE

El Programa de Normalización de Redes Eléctricas (PRONE) creado mediante la Ley 1117 de 2007 (Ley del Plan de Desarrollo) tiene como objetivos legalizar usuarios vigentes, la optimización del servicio y la reducción de pérdidas no técnicas en barrios subnormales, situados en los municipios del Sistema Interconectado Nacional (STN). Este programa es financiado hasta con un 20% del recaudo del FAER y con los recursos provenientes de las empresas distribuidoras y comercializadoras. Estas empresas deben aportar \$1 por kilovatio – hora. La Gráfica 2 muestra que el recaudo para este fondo en 2008 fue alrededor de \$68 mil millones.

FOES

Con el fin de beneficiar a los usuarios ubicados en Zonas de Difícil Gestión, Áreas Rurales de Menor Desarrollo y en Zonas Subnormales Urbanas⁶, se creó el Fondo de Energía Social mediante la Ley 812 de 2003. El Ministerio de Minas y Energía es el administrador del FOES que se financia con recursos que corresponden al 80% de las rentas de congestión⁷ que calcula el ASIC como producto de las exportaciones de energía eléctrica a los países vecinos dentro de los convenios de la Comunidad Andina de Naciones.

Los recursos del fondo se destinan para cubrir hasta \$40 por kilovatio hora valor de la energía para el consumo de los usuarios ubicados en las aéreas especiales que se explican en el Recuadro 6.1. Con una periodicidad mensual el Ministerio de Minas y Energía traslada los recursos al comercializador que atienda el área especial determinada y éste canaliza los recursos a los beneficiarios del fondo.

⁵ Este valor tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre de 2009 y se indexará anualmente con el Índice de Precios al Productor (IPP).

⁶ Estos términos se definen en el Recuadro 1.

⁷ Rentas de Congestión: Es la renta económica generada por la congestión de un Enlace Internacional que se origina por la diferencia en precios que se tienen en los Nodos de Frontera congestionados. Las Rentas de Congestión son de carácter temporal y dependen de las expansiones en transmisión, no son asignadas a los propietarios de los Enlaces Internacionales y no constituyen fuente de remuneración para la generación de energía eléctrica. Decreto No. 160 de 2004

La Gráfica 2 muestra que el recaudo para este fondo ha venido decreciendo en los últimos años, pasando de niveles de los \$157 mil millones en 2004 a un poco menos de \$120 mil millones.

Recuadro 6.1. Decreto 160 de 2004 – Definición de las áreas especiales

Zona de Difícil Gestión: conjunto de usuarios ubicados en una misma área conectada al SIN, que presenta durante el último año en forma continua una de las siguientes características: (i) cartera vencida mayor de 90 días por parte del 50% o más de los usuarios pertenecientes a dicha comunidad; o (ii) nivel de pérdidas de energía eléctrica superiores al 40% respecto de la energía de entrada al sistema que atiende exclusivamente dicha comunidad. Se debe demostrar que los resultados de gestión han sido negativos por causas no imputables al comercializador que los atiende. Dicha información deberá acreditarse ante la SSPD mediante una certificación expedida por los Auditores Externos.

Área Rural de Menor Desarrollo: área del sector rural de zonas interconectadas, con las siguientes características: (i) índice promedio de calidad de vida inferior al 46.6% según el Sistema de Indicadores Sociodemográficos del DNP; y (ii) Conectada al SIN. Corresponde al Alcalde o a la Autoridad competente su certificación.

Zona Subnormal Urbana: asentamiento ubicados en cabeceras de municipios conectados al SIN que reúne las siguientes características: (i) que no tenga servicio de energía o lo obtenga a través de redes no aprobadas por el Operador de Red; y (ii) que no se trate de zonas donde se esté prohibido prestar el servicio, según lo previsto en el artículo 99 de la Ley 812 de 2003. Corresponde al Alcalde o a la Autoridad competente su certificación.

Contribución ambiental

Como lo establece el artículo 45 de la Ley 99 de 2003⁸, las empresas públicas, privadas o mixtas, propietarias de plantas de generación de energía hidroeléctrica o termoeléctrica⁹ cuya potencia nominal instalada total supere los 10.000 kilovatios están obligadas a transferir un porcentaje de sus ventas brutas de energía por generación propia¹⁰, de acuerdo con la tarifa que indique la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), para la conservación del medio ambiente. Para las generadoras hidroeléctricas, la transferencia es el 6% de las ventas brutas de los cuales 3% se destinan a corporaciones autónomas regionales y el 3% restante se destina a municipios y distritos. Las plantas térmicas destinan 4% de sus ventas públicas, de los cuales 2,5% son para la

⁸ La Ley 99 de 1993 incrementó la tarifa de las plantas hidroeléctricas de 4% a 6% y definió las fuentes de los recursos económicos que se destinarían al cumplimiento de los fines del nuevo sistema ambiental. La contribución ambiental fue establecida en la Ley 56 de 1981.

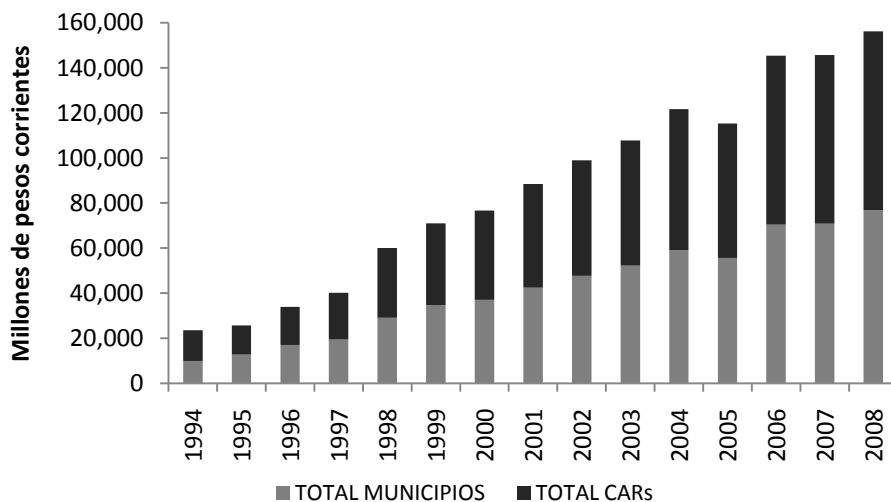
⁹ Decreto 1933 de 1994

¹⁰ Como lo estipula el Decreto 1933 d 1994 las ventas brutas de energía por generación propia son el resultado de multiplicar la generación propia por la tarifa que para ventas en bloque señale la Comisión de Regulación Energética

Corporación Autónoma Regional (CAR) y el 1,5% restante son para el municipio donde se localiza la planta. Los recursos que se envían a las CARs son utilizados en la protección del medio ambiente y en la defensa de las cuencas hidrográficas. En el caso de una planta térmica, en el área de influencia del proyecto. Por su parte, los recursos que se destinan a los municipios son utilizados para obras previstas en el Plan de Desarrollo, con prioridad en proyectos de saneamiento básico y mejoramiento ambiental. El fin es mantener o restablecer el equilibrio entre aprovechamiento económico y conservación de los recursos naturales¹¹. Las transferencias del sector de generación por este concepto han adquirido una importancia significativa a lo largo del tiempo, llegando a representar 156 mil millones de pesos en el año 2008. Se espera que en el 2009 crezca aproximadamente 9% superando los \$170 mil millones de pesos. Adicionalmente, el crecimiento ha sido rápido y sostenido tal y como lo muestra la Gráfica 1.

Gráfica 1

Transferencias ambientales del sector de generación 1994 - 2008



Fuente: Acolgen

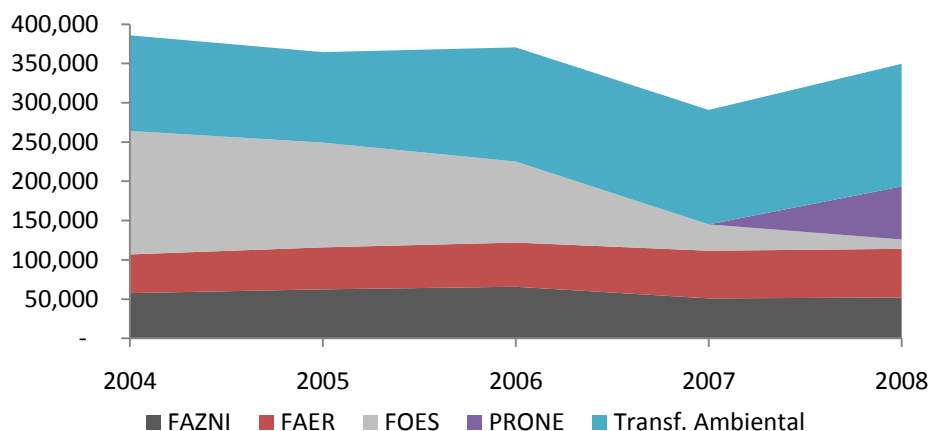
¹¹ Para el 15 de agosto de 2009 estaba en curso un proyecto de ley que plantea incrementar el porcentaje de las transferencias establecidas en la Ley 99 de 1993. Las de las hidroeléctricas saltarían del 6% al 8% de sus ventas de energía y las de las térmicas del 4% al 5%; Adicionalmente, se ataría la liquidación de la tarifa de energía en bloque al precio promedio de bolsa del año inmediatamente anterior y no se podría trasladar este mayor costo a las tarifas.

Recuadro 6.2. Jornadas Ambientales del Sector Eléctrico

En las primeras jornadas ambientales del sector eléctrico que se llevaron a cabo en el mes de mayo de 2009, se presentaron los resultados de un estudio que adelantó la Procuraduría y la Contraloría que tenía como objetivo principal evaluar la eficiencia y eficacia con que se han invertido los recursos de la contribución ambiental destinados a los municipios y corporaciones. Así mismo, y como está expuesto en el informe, el estudio buscaba ratificar la importancia que tiene la adecuada inversión de estos recursos para la sostenibilidad energética del país y la conservación de los recursos naturales. Los primeros resultados revelan que, en el caso de los municipios, de los 130 que brindaron respuesta, 61 informaron que las transferencias no eran invertidas en saneamiento básico y mejoramiento ambiental. De estos, 38 reportaron que los recursos eran destinados al pago del déficit fiscal. En el caso de las CARs, el estudio concluye que la inversión no cumple con la destinación específica que establece la Ley y que en muchos casos, estos recursos se destinan a gastos de funcionamiento. Según el informe, el problema se concentra en los Municipios.

Gráfica 2

Contribuciones recaudadas 2004 - 2008



Fuente: XM

Las contribuciones tuvieron un aumento del 20% en 2008 con respecto al año anterior, explicado principalmente por la transferencia del sector de generación por concepto del medio ambiente que creció 8% y por la aparición del PRONE. Esto muestra que estas contribuciones sí están generando distorsiones en las tarifas de energía, pues como ya se ha mencionado, estos gravámenes los termina pagando el consumidor final. Basta mencionar, para comprobar este hecho, que todas estas contribuciones, que aún no incluyen las de solidaridad, sumaron cerca de

\$400.000 millones en 2008, lo que equivale a 7.4 pesos por kilovatio efectivamente consumido en 2008.

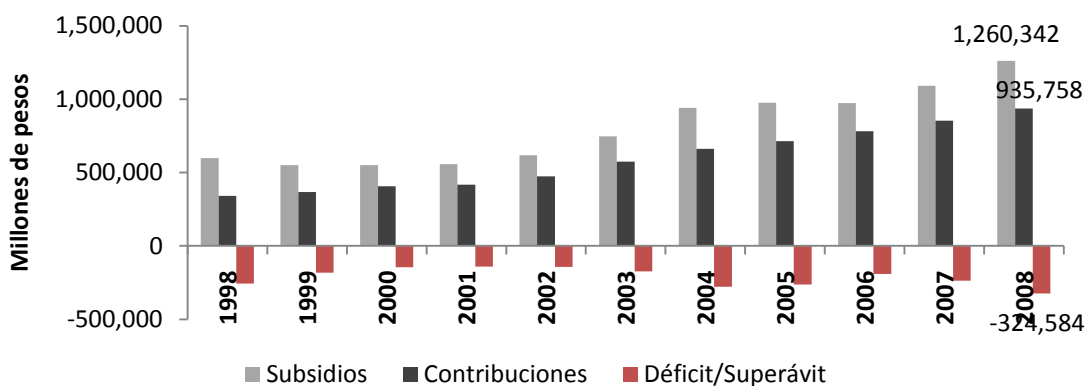
Solidaridad: subsidios cruzados

El sistema actual de solidaridad en el sector eléctrico, que se describió arriba, está generando problemas que ameritan que el sistema se revise. Estos incluyen: (i) déficit permanente entre subsidios y contribuciones que, en la mayor parte, se cubre con el presupuesto nacional; (ii) la focalización de los subsidios está conduciendo a que no se cumpla cabalmente el objetivo de solidaridad; y (iii) la normatividad y la regulación están imponiendo barreras importantes a la situación financiera del sistema y de las empresas.

El desbalance entre los subsidios y las contribuciones ha sido una constante en la última década. Como lo muestra la Gráfica 3, el déficit nunca ha sido inferior a los \$100 mil millones y ha alcanzado niveles superiores a los \$300 mil millones (por ejemplo, en 2008). Más detalladamente, en ese mismo año, los subsidios para los estratos 1, 2 y 3 fueron de \$1.26 billones, mientras que las contribuciones de los estratos 5 y 6 y de la industria y el comercio apenas superaron los \$930 mil millones. La Gráfica 4 muestra la distribución de los subsidios por estrato. Es claro que el mayor beneficiario de los subsidios es el estrato 2 que representa el 49,6% de los usuarios de estos tres estratos. Por el otro lado, en la Gráfica 5 se puede ver que el 54% de las contribuciones viene del sector industrial, el 37% del sector de comercio y el 9% restante del estrato 5 y 6. La tabla 1 muestra esos valores.

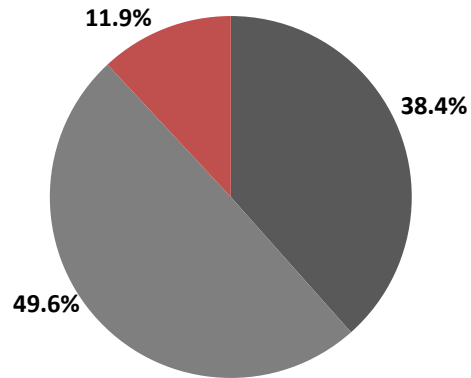
Gráfica 3

Déficit: subsidios y contribuciones 1998 - 2008



Fuente: DNP

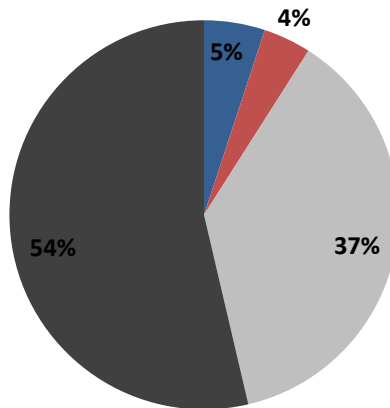
Gráfica 4
Subsidios por estrato 2002 - 2008



■ Subsidios Estrato 1 ■ Subsidios Estrato 2 ■ Subsidios Estrato 3

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Gráfica 5
Origen de las contribuciones



■ Cont. Estrato 5 ■ Cont. Estrato 6 ■ Cont. Comercial ■ Cont. Industrial

Fuente: SUI

Tabla 1
Valor de las contribuciones – 2008
Millones de pesos

Origen	Contribuciones	%
Estrato 5	47,334	5%
Estrato 6	37,127	4%
Sector comercial	349,177	37%
Sector Industrial	502,120	54%
TOTAL	935,758.00	100%

Fuente: SUI

Ese creciente déficit ha implicado cada vez mayores aportes del presupuesto nacional (Tabla 2), lo que se puede explicar por un aumento del monto total de los subsidios como consecuencia de varios factores: (i) la decisión del Gobierno, que se comentó arriba, de no permitir incrementos en la tarifa por encima del IPC para los estratos 1 y 2 ha generado que se incremente el valor de los subsidios para estos estratos cuando aumenta el costo unitario de la energía; (ii) el consumo básico de subsistencia puede estar en un nivel superior al adecuado. Es decir, se subsidia más de lo debido. Este punto es tratado más adelante cuando se expone la posición del Banco Mundial. Sin embargo, este factor es aún más grave si se tiene en cuenta el segundo problema del sistema de subsidios cruzados: el mecanismo de estratificación mediante el cual se distribuyen los recursos parece no focalizar adecuadamente la población pobre.

Tabla 2
Déficit: subsidios y contribuciones

AÑO	Subsidios	Contribuciones	Déficit/Superávit	Aportes P.G.N	Acumulado (déficit + aportes P.G.N)
1998	597,194	341,445	-255,749	87,978	-167,772
1999	550,285	367,387	-182,898	175,641	-175,029
2000	551,105	406,590	-144,515	184,997	-134,547
2001	557,297	417,169	-140,128	283,693	9,018
2002	616,922	473,028	-143,894	122,870	-12,007
2003	746,804	573,976	-172,828	223,609	38,774
2004	939,954	661,768	-278,186	345,603	106,191
2005	976,604	714,135	-262,469	314,138	157,860
2006	972,792	781,978	-190,814	205,859	172,905
2007	1,090,655	854,049	-236,606	304,646	240,945
2008	1,260,342	935,758	-324,584	59,912	-23,727

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Así, el esquema muestra problemas relacionados con errores de inclusión que benefician a personas que no necesitan el subsidio. En los ejercicios realizados por Casas, Medina y Meléndez (2005), se encuentra que el mecanismo de estratificación no focaliza bien los beneficios, no permite una redistribución progresiva de recursos y genera un déficit costoso para las empresas y el Estado. Esos autores encuentran que el error de inclusión es del 45,5%.

La aplicación del sistema de estratificación ha sido responsabilidad de los alcaldes municipales y ha sido utilizado no sólo para los servicios públicos de electricidad, agua y saneamiento, telefonía y gas, sino también como insumo importante en el establecimiento del impuesto predial y desde 2004, también hace parte de la rutina de cálculo del SISBEN. Esto ha dado un incentivo perverso para su manejo oportunista por parte de los alcaldes que, precisamente entre 1997 y 2003, ocasionó un aumento considerable del número de viviendas merecedoras del subsidio, en forma no explicada por el aumento de la pobreza. Ese deterioro y el alto nivel adoptado (200 kWh por mes) como consumo de subsistencia, han sido motivo de preocupación sobre las bondades del sistema para orientar los subsidios. Más adelante se sigue profundizando sobre este tema.

Todo esto explica, en gran parte, por qué los aportes no alcanzan para financiar los subsidios, requiriendo cuantiosos aportes del presupuesto nacional que han ido creciendo con el tiempo y haciendo que el sistema dependa cada día más de los aportes de la industria y el comercio, especialmente el primero, con consecuencias negativas sobre su competitividad y eficiencia.

Utilizando datos de la Encuesta de Calidad de Vida para 2003 y 2008, la Tabla 3 presenta los datos correspondientes al pago por energía eléctrica del hogar (por estrato, en pesos constantes de 2008), el ingreso promedio del hogar, el porcentaje de ingreso del hogar que está destinado al pago de energía eléctrica, el monto y porcentaje del subsidio/contribución para todos los estratos en los años 2003 y 2008. Lo primero que llama la atención es que el estrato que más destina ingreso para el pago de la energía es el estrato 1 con 11,4% de sus ingresos. Los estratos 2 y 3 destinan 8,6 y 6,5% respectivamente. Esos porcentajes representan el gasto de bolsillo de los hogares (es decir, descontando el subsidio). Por otro lado, los estratos 4 y 5 destinan 4, y 4,4%. Más grave aún es que el estrato que menos ingresos destina para pagar la energía, incluyendo la contribución, es el estrato 6 con 2,6% de sus ingresos. En el año 2003, se presentaba una

situación similar en el sentido que entre más bajo es el estrato, más porción del ingreso se destina a la energía. Sin embargo, la proporción no es tan grande como en 2008, lo que muestra que la situación ha empeorado en los últimos años.

Adicionalmente, el subsidio mensual que recibía un hogar promedio del estrato 1 en 2003, a precios constantes de 2008, era de \$13,373, mientras que en el 2008 este subsidio representó \$12,811 pesos. Esto quiere decir que el subsidio para un hogar promedio de estrato 1 disminuyó en términos reales 4,2% durante estos cinco años tal y como lo muestra la Tabla 4. Si se realiza el mismo ejercicio para el estrato 2 se encuentra que el subsidio aumentó en el mismo período 33% y para el estrato 3 un poco más de 70%. Esas cifras son alarmantes y constituyen una prueba de que el problema de focalización probablemente empeoró en estos años. También es importante destacar de la tabla que el pago de electricidad, en pesos constantes, se mantuvo constante para todos los estratos, con excepción del cinco. Los subsidios, como se acaba de mencionar, crecieron bastante, al igual que las contribuciones promedio, que se incrementaron 59 y 19% para los estratos 5 y 6, respectivamente.

Tabla 3
Ingresos, gastos y subsidios por hogar y estrato a precios constantes 2008
2003 y 2008

2003						
Estrato	Ingreso	Pago de electricidad	% de ingreso para energía	Subsidio mensual	% subsidio	Contribución mensual
1	182,188	23,165	12.71%	13,372.60	58%	
2	261,294	32,306	12.36%	8,732.27	27%	
3	497,081	50,288	10.12%	3,185.69	6%	
4	1,210,557	70,317	5.81%			
5	2,040,970	89,861	4.40%			15,149
6	3,770,219	162,677	4.31%			17,795

2008						
Estrato	Ingreso	Pago de electricidad	% de ingreso para energía	Subsidio mensual	% subsidio	Contribución mensual
1	209,223	23,860	11.40%	12,810.84	54%	
2	388,441	33,561	8.64%	11,600.20	35%	
3	800,564	51,710	6.46%	5,436.93	11%	
4	1,857,493	74,783	4.03%			
5	2,377,177	104,780	4.41%			24,101
6	5,953,597	152,868	2.57%			21,189

Fuente: ECV (2003 – 2008). Cálculos de los autores.

Tabla 4
Evolución del pago de energía, ingreso y subsidios por hogar y estrato a precios constantes de 2008
2003 – 2008

2003 - 2008				
Estrato	Crecimiento del pago de Energía	Crecimiento del Ingreso	Crecimiento del Subsidio	Crecimiento de la Contribución
1	3.0%	14.8%	-4.2%	
2	3.9%	48.7%	32.8%	
3	2.8%	61.1%	70.7%	
4	6.4%	53.4%		
5	16.6%	16.5%		59.1%
6	-6.0%	57.9%		19.1%

Fuente: ECV (2003 – 2008). Cálculos de los autores.

Francisco Lasso en su documento *Incidencia del gasto público social sobre la distribución del ingreso y la reducción de la pobreza*, analiza la focalización del gasto público en diferentes sectores de la economía. La Tabla 5 muestra la focalización de los subsidios por quintil de ingreso en los sectores de educación, salud, pensiones, gas y energía eléctrica. Se puede observar que el quintil de ingreso que más subsidios recibe es el cuarto con 27,1%. Adicionalmente, los subsidios para los quintiles 2 y 3 también representan un porcentaje importante, 20,4% y 24,6% respectivamente. De esta manera el primer quintil tan sólo recibe un 16,2%, levemente superior al último quintil que recibe 11,7% de los subsidios. Lasso argumenta que la casi nula progresividad de los servicios públicos domiciliarios se debe principalmente a la baja correlación de los niveles de ingreso con la estratificación. También es evidente el contraste de la focalización de estos subsidios, cuando se compara, por ejemplo, con educación o salud. En este último, el 40% más pobre de la población recibe casi el 65% de los subsidios, mientras que el quintil más rico sólo captura el 5%,

Tabla 5
Focalización de los subsidios por quintil de ingreso
(2003)

Sectores	Magnitud del subsidio			FOCALIZACIÓN				
	% PIB	% Ingr. hogar	% Subs. total	Quintiles de ingreso				
				1	2	3	4	5
Educación	3,42	4,57	32,01	24,2	22,8	19,8	18,8	14,4
Salud Subs. + Oferta	1,94	2,59	18,16	34,1	28,9	19,3	12,3	5,5
Pensiones	3,47	4,63	32,43	0,3	2,0	4,8	13,2	79,8
Energía	0,24	0,32	2,25	16,2	20,4	24,6	27,1	11,7
Gas	0,01	0,01	0,10	14,9	26,3	37,5	33,3	-11,9

Fuente: Lasso (2006).

De acuerdo con el informe del REDI (Banco Mundial, 2004), que se basa en gran parte en los análisis y recomendaciones del estudio de Casas, Medina y Meléndez (2005), el actual sistema de subsidios para servicios públicos en Colombia, aún cuando bien intencionado, en la práctica no presenta buenos resultados cuando se evalúa tratando de responder a cuatro interrogantes básicos: (i) ¿es necesario el subsidio? (ii) ¿cuán preciso es el sistema en orientar los subsidios a los que más los necesitan? (iii) ¿puede el sistema conceder los subsidios sin poner en peligro la sostenibilidad financiera de los sectores? e (iv) ¿introduce el sistema incentivos para el comportamiento perverso? El REDI no deja dudas de que existe un grupo importante de la población, por lo menos el primer quintil¹², que en ausencia de subsidio gastaría el 17% de sus ingresos en servicios públicos y tendría que reducir drásticamente su consumo. Por consiguiente, en ese caso el subsidio sí es necesario. Adicionalmente, diversos estudios han demostrado que el notable incremento de cobertura del servicio de energía eléctrica que experimentó Colombia en los 90s, especialmente entre los más pobres (que ha hecho que en áreas urbanas prácticamente el 100% de los hogares cuenten con el servicio y en las rurales el 90%) ha sido posible en gran parte por la presencia de estos subsidios.

El REDI también plantea que el valor de 200 kWh por mes es demasiado alto para el equipamiento de electrodomésticos requerido para la subsistencia y que, por tanto, podría reducirse en un 30%. De hecho, cerca del 90% de los consumidores de los estratos subsidiados consumen menos de este valor y el consumo promedio de los estratos 1 y 2 es apenas superior a

¹² La base de la información para todos los estudios que se refieren al destino de los subsidios son las encuestas de calidad de vida del DANE para 2001 y 2003.

los 100 kWh por mes. Con respecto a la estratificación, el estudio confirma que si bien está basada en pautas nacionales se aplica a nivel local con mucha discreción y su mantenimiento es muy deficiente. Como prueba de que la precisión del sistema se ha deteriorado con el tiempo, el estudio señala que la cantidad de hogares que reúnen las condiciones para el subsidio ha aumentado considerablemente del 75% en 1993 al 90% en 2003, a un ritmo que no se explica por el aumento de la pobreza. Como lo anotan muy bien Montenegro y Rivas, dado que la estratificación depende de la calidad de la vivienda y no del ingreso, resulta claro que esta tendencia muestra un esfuerzo deliberado de los alcaldes para ampliar los grupos merecedores del subsidio. Si bien las variables que definen la estratificación son estadísticamente significativas para explicar la pobreza, el conjunto corresponde tan sólo al 10% y por tanto su poder es muy pobre. Sin embargo, a pesar de que los estratos bajos están mal clasificados, éstos están distribuidos en forma más o menos uniforme a lo largo de todos los quintiles de ingreso, y los estratos contribuyentes, 5 y 6, están bien clasificados pues solamente el 2% de los pobres se incluyen en ellos. Esta apreciación se ve confirmada por la Misión de Pobreza del DNP, que comparó los resultados del índice de calidad de vida (ICV) con la estratificación. Como se sabe, ese índice varía de 0 (peor calidad de vida) a 100 (mejor calidad de vida). Se encontró que el 80% de los hogares de los estratos 4, 5 y 6 obtienen un valor del índice superior a 70, y el 92% y el 78% de los estratos 1 y 2, respectivamente, valores menores de 71. En contraste, el 43% de los hogares del estrato 3 tuvieron puntajes superiores a 70, lo que indica que allí es donde se concentra el problema.

El estudio de Lasso, mencionado arriba, encontró que solamente entre el 30% y el 35% de los recursos de subsidios van a los pobres. Sin embargo, los errores de incluir pobres como contribuyentes son relativamente escasos. Esto indica que si bien el sistema no es regresivo, sí es ineficiente en la asignación de subsidios a quienes más los necesitan.

Otro problema del sistema que debe tenerse en cuenta es el atraso consuetudinario en los pagos de los aportes del Gobierno a las empresas, que en el pasado causó problemas de liquidez a las mismas. Los giros hacia las empresas deficitarias provenientes del presupuesto nacional y de los gobiernos municipales no siempre son oportunos debido a los problemas de apropiaciones presupuestales. Por otra parte, los giros provenientes de las empresas de servicios públicos, que,

en razón de su estructura de usuarios, reciben más contribuciones que los subsidios que deben cancelar, tampoco se realizan con la oportunidad deseada por la ausencia de mecanismos adecuados que permitan destinar los recursos para cubrir los requerimientos. Los atrasos en los giros provenientes de las dos fuentes mencionadas provocan desfinanciamientos coyunturales de las empresas deficitarias, lo cual tiene como efecto problemas de tesorería que se convierten en atrasos en los pagos de sus diferentes obligaciones, con los consiguientes incrementos de costos financieros y de precios en la adquisición de los bienes y servicios necesarios para el cumplimiento adecuado de sus funciones.

Por último, la contribución del 20% de la industria y el comercio ha reducido notablemente su competitividad. Como se mencionó en la introducción, esta contribución re-direcciona la industria, pues en muchos casos es preferible importar o producir en otros países donde los costos de producción son menores. Adicionalmente, los industriales argumentan que esta contribución no es equitativa pues está creando diferencias entre las industrias en la tasa final de tributación que depende del margen de ventas y de la participación de la factura de energía eléctrica sobre el costo de ventas. Es decir, una industria con el mismo margen de ventas pero que es más electro-intensiva (mayor participación del costo de la energía dentro del costo de ventas) tiene tasas de tributación mucho más altas que la industria que no consuma tanta energía. El argumento principal de los industriales es que con esta tasa de tributación tan alta, lo más probable es que los capitales invertidos a riesgo se muevan a otros lugares donde se garantice mejor rentabilidad. En el sector industrial, muchas empresas que pueden tener un alto consumo de energía eléctrica, no se encuentran en una situación financiera sostenible, lo que muestra que el consumo de energía no es un indicador de solvencia apropiado para cargar la tributación.

6.4. Los impuestos, las contribuciones y la productividad total de los factores del sector manufacturero colombiano

La productividad total de los factores (PTF) resume las fuentes de crecimiento de un país o un sector económico. Como lo muestra la ecuación (1), el crecimiento del Producto Interno Bruto está explicado tanto por el crecimiento del stock de capital y el empleo, ponderados por la elasticidad de cada factor productivo con respecto al producto, como por el crecimiento de la PTF.

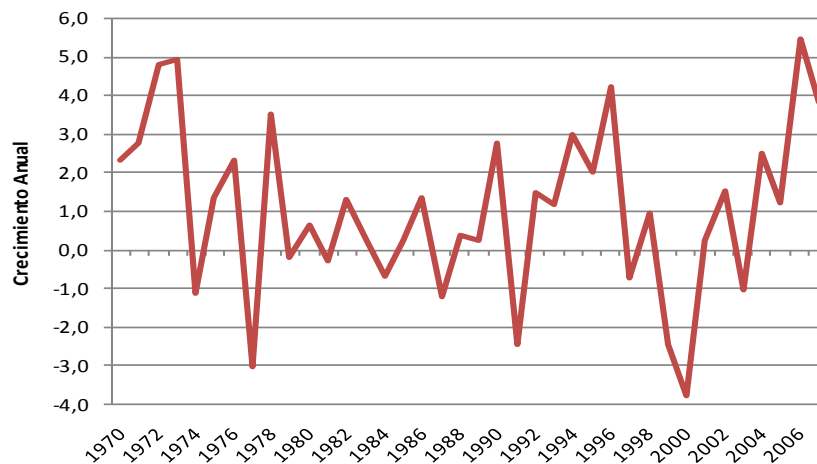
$$(1) \left(\begin{array}{c} \text{crecimiento} \\ \text{del PIB} \end{array} \right) = \varepsilon_K \left(\begin{array}{c} \text{crecimiento} \\ \text{inversión} \end{array} \right) + \varepsilon_L \left(\begin{array}{c} \text{crecimiento} \\ \text{empleo} \end{array} \right) + \left(\begin{array}{c} \text{crecimiento de la} \\ \text{PTF} \end{array} \right)$$

Así, para calcular el nivel de la PTF a nivel agregado se utilizan las series de tiempo de crecimiento del PIB, la inversión y el empleo. De esta manera, la PTF se obtiene como:

$$(2) PTF = \text{crecimiento PIB} - s_k \text{crecimiento Inversión} - (1 - s_k) \text{crecimiento empleo}$$

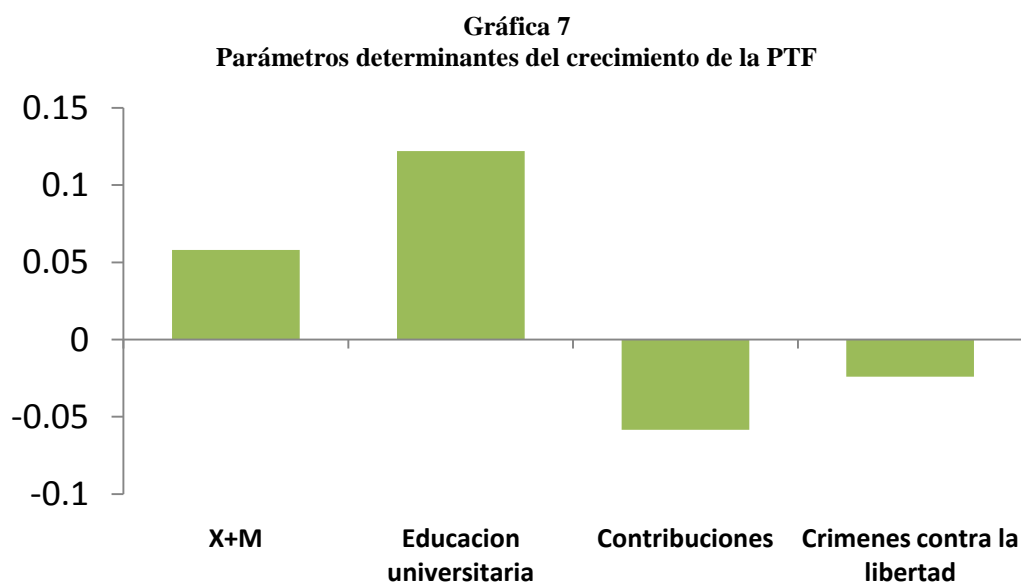
La Gráfica 6 muestra la evolución de la PTF en Colombia. Se destaca allí la gran caída de finales de los años 90 y la recuperación reciente, que ha llegado a significar tasas de crecimiento cercanas al 5%.

Gráfica 6
Productividad total de los factores



Fuente: cálculos de Fedesarrollo

Los cálculos de Fedesarrollo muestran que una vez estimada la evolución de la PTF a partir de la ecuación (2), los determinantes que explican su comportamiento son variables que miden la implementación de políticas estructurales y el fortalecimiento de las instituciones, indicadores de profundización financiera, de mejoramiento de la infraestructura, de tamaño del gobierno y, por supuesto, de tributación. En efecto, en Colombia la PTF ha crecido cuando se incrementa el nivel de apertura de la economía, medido como el crecimiento de las exportaciones más las importaciones, el nivel de educación de su fuerza laboral, en particular la proporción de la fuerza laboral con educación superior. Por el contrario, la PTF decrece cuando se incrementa la carga impositiva sobre las empresas, incluyendo las contribuciones a la energía eléctrica que para estos efectos actúan como un impuesto, y el nivel de crimen contra la propiedad y la libertad. Adicionalmente, estos cálculos muestran que la productividad multifactorial responde también a la evolución del ciclo económico. En efecto, la Gráfica 7, muestra que un mayor nivel de comercio internacional incrementa el crecimiento de la PTF 0.05%, mientras que un incremento en la proporción de la fuerza laboral con educación universitaria lo hace en 0.1%. Por otro lado un incremento en la carga impositiva, incluyendo las contribuciones de solidaridad, de un punto porcentual reduce el crecimiento de la PTF a nivel agregado un 0.05%.



Fuente: cálculos de Fedesarrollo

Como se mostró en el capítulo cinco, los impuestos tienen un efecto negativo sobre la PTF. La tabla PTF muestra que incrementos en la proporción de los impuestos sobre el valor agregado reducen el crecimiento de la PTF entre 0.035 y 0.05 puntos porcentuales.

6.5. ¿Qué se ha propuesto para solucionar estos problemas?

Casas, Medina y Meléndez (2005)

Casas, Medina y Meléndez (2005) en su documento *Subsidios al consumo de los servicios públicos en Colombia. ¿Hacia dónde nos movemos?*, proponen dos alternativas. La primera eliminar el sistema actual de estratificación y reducir el consumo de subsistencia a 120 kwh/mes y 162 kwh/mes para los hogares ubicados en municipios localizados a menos y a más de 1000 metros de altitud, respectivamente. Este esquema tendría un error de inclusión, según los autores, de 23,5%. La segunda alternativa, no elimina el sistema actual de estratificación, únicamente lo modifica tratando de hacer algunas correcciones, eliminando el subsidio a los hogares del estrato tres que no cumplan con al menos tres de las siguientes características: jefe de hogar con nivel de educación inferior al bachillerato, no tener ningún bien de lujo, no tener un consumo de energía superior al nivel de subsistencia, no tener jardín, no tener garaje, tener pisos de cemento. Adicionalmente reduce el consumo de subsistencia a los mismos niveles de la primera alterativa. El error de inclusión en la segunda alternativa se reduciría a 30,4%.

En su documento, los autores dejan claro que hay que ajustar el actual sistema de subsidios, en el cual se debería subsidiar al 40% de la población más pobre.

REDI

Reducción del nivel de subsistencia: de acuerdo con el REDI esta propuesta mejora la situación fiscal pero no afecta la inequidad en la clasificación. Sin embargo, simulaciones indican que el impacto financiero puede ser significativo sin aumentar demasiado la exclusión, dependiendo de la reducción del umbral, pues el recorte del consumo básico no afectaría a la gran mayoría de los usuarios pobres, que de todas maneras consumen menos que el tope, y sí afectaría a todos los que están mal clasificados. Una disminución del orden del 15% o 30%, dependiendo de la zona geográfica para acomodar diferencias en patrones de consumo, y que se haría gradualmente a lo largo de cuatro años no aumenta la exclusión y tan sólo afectaría un número reducido, entre 20% y 25%, de los receptores del subsidio, que como indicamos antes tienen mayor probabilidad de estar mal clasificados. En algunos lugares, como Medellín, en los que por varias razones las

personas pertenecientes a los estratos 1 y 2 cocinan con electricidad, la medida podría complementarse con la orientación del subsidio para facilitar el acceso de estos hogares al gas natural.

Mejorar la estratificación. El REDI sugiere que las características de la vivienda no son suficientes para definir la pobreza y que es necesario complementar esta información con otros indicadores. Para ello discute varias alternativas:

- a. Exigir pruebas adicionales en caso de duda, como sería demostrar que el candidato es receptor de asistencia social del Estado.
- b. Usar el SISBEN. Las simulaciones mostraron que el sistema antiguo mejora sustancialmente la orientación. Desafortunadamente, el sistema fue modificado en 2004 y ahora depende demasiado de la estratificación, por lo que tendría los mismos vicios. Sin embargo, el DNP actualmente (2009) trabaja en la implementación del SISBEN III, que se espera corrija estos errores.
- c. Hacer un nuevo índice. Las simulaciones indican que mejoraría mucho pero tiene el problema de su costo.

CONPES 3386 de 2005-Gobierno Nacional

El mismo gobierno, en 2005, reconoció muchos de los problemas que se han mencionado acá y propuso una estrategia para mejorar el sistema de subsidios presente en los servicios públicos domiciliarios. El documento CONPES titulado *Plan de acción para la focalización de los subsidios para servicios públicos domiciliarios*, recoge algunas de las sugerencias del REDI. En particular le pide al DANE que utilizando los resultados del nuevo censo nacional de población y vivienda elabore una nueva metodología de estratificación socioeconómica. Para ello sugiere que el DNP lidere un esfuerzo de evaluación de la capacidad del sistema de estratificación para destinar los subsidios a quienes más los necesitan. De manera importante, se recomienda evaluar las alternativas propuestas anteriormente de eliminar el subsidio para el estrato 3 y concederlo sólo en la medida en que exista un excedente una vez satisfechas las necesidades de los usuarios de los estratos 1 y 2, y/o cuando el recipiente demuestre que es merecedor del mismo al comprobar su clasificación en instrumentos de orientación individual utilizados en otros sectores.

Encarga de estas tareas directamente a las tres comisiones de regulación (CREG, CRA y CRT). También se propone estudiar un sistema único para el SISBEN y para los servicios públicos. Casi cuatro años después de la aprobación del CONPES, no se han implementado acciones al respecto y no se han visto resultados.

ANDI

En el documento titulado *Las contribuciones de solidaridad del sector eléctrico*, la Andi propone mantener el actual esquema de subsidios cruzados. Sin embargo, argumenta que las contribuciones sean deducibles del impuesto de renta. Para ellos, desmontar la contribución del 20% por completo mejoraría la competitividad del sector de manera sustancial pero, al mismo tiempo, incrementaría el déficit del fondo de solidaridad, requiriendo mayores aportes del Gobierno. Además, bajo este escenario, las empresas distribuidoras deficitarias tendrían mayor impacto en sus flujos de caja por las menores contribuciones que se recaudarían.

Siendo así, si los aportes fueran deducibles del impuesto de renta, las contribuciones no formarían parte del costo de ventas. De esta forma, el impuesto no dependería ni del consumo de energía ni del margen de ventas. Según ellos, esta propuesta traería los siguientes beneficios:

1. No afecta el fondo de solidaridad.
2. No afecta el actual flujo de recursos de las empresas distribuidoras de energía.
3. Aumento importante de la competitividad del sector productivo.
4. Aumento en el crecimiento económico del país.

6.6. Propuesta

Es claro (i) que el esquema actual de solidaridad, a pesar de haber cumplido un importante papel, en la actualidad muestra problemas importantes relacionados con su sostenibilidad, eficiencia, focalización y, adicionalmente, genera impactos negativos sobre la competitividad; y (ii) que parece existir un completo acuerdo entre diferentes analistas en torno a los problemas del sistema. Por lo tanto, FEDESARROLLO considera que el esquema actual de solidaridad del

sector eléctrico debe reformarse de manera profunda. Esta reforma debe incluir, al menos, los siguientes aspectos: (i) eliminación de la contribución del sector industrial en primera instancia y, en un futuro, de la del sector comercio. Se considera que es mejor eliminarla que hacerla deducible de otro impuesto porque es más transparente y porque, desde el punto de vista de las finanzas públicas, es indiferente donde se genera la reducción de ingresos (i.e. en el fondo o en los ingresos corrientes de la Nación). También se considera prioritario el sector industrial por el carácter transable de su producción, que afecta las exportaciones del país, su competitividad y, por esas vías, el crecimiento económico. Las estimaciones indican que incrementos del 10% en los impuestos al sector manufacturero reducen la tasa de crecimiento de la Productividad Total de los factores (PTF) en cerca de 6%; (ii) eliminación o reducción severa de los subsidios al estrato tres. Esta propuesta se basa en los hechos, descritos arriba, que es allí donde se concentran los principales problemas de focalización, por un lado, y por otro que en 2008 el estrato 3 dedicaba, en promedio, el 6.5% de sus ingresos al pago de energía y este porcentaje sólo subiría a 7% si se eliminara el subsidio; (iii) considerar la posibilidad de contribución del estrato 4, en un menor porcentaje que los estratos cinco y seis. Nótese que el estrato 4 sólo utiliza el 4% de su ingreso promedio para el pago de energía; (iv) mejora en el instrumento de focalización o utilización combinada de instrumentos (por ejemplo, estrato y SISBEN); (v) reducción del umbral de consumo mínimo; y (vi) en el largo plazo, mover todo el esquema de solidaridad hacia al presupuesto nacional.

Se exponen a continuación dos escenarios que recogen la mayoría de estas consideraciones de manera explícita.

a. Desmonte inmediato de la contribución del 20% al sector de industrial.

Se usan los siguientes supuestos:

- i. Lo correspondiente a la reducción de ingresos, utilizarlo del Presupuesto Nacional
- ii. Eliminar los subsidios al estrato 3
- iii. Incluir al estrato 4 dentro de los contribuyentes pero aportando la mitad de lo que aportan los estratos 5 y 6.
- iv. Continuar con la contribución de los estratos 5 y 6.

Para evaluar esta alternativa, se usarán los datos reales del 2008 y se comparará con los resultados que se habrían obtenido si para ese año ya estuviera implementada la propuesta. La Tabla 6 muestra la situación real del 2008. En el escenario hipotético, se tendrían que cubrir subsidios por un valor de \$1'109.977 millones de pesos (en vez de \$1'260,342) correspondientes al estrato 1 (\$484,424 millones de pesos) y al estrato 2 (\$625,553 millones de pesos). Para esto se cuenta con los recursos obtenidos por los estratos 4, 5 y 6, el sector comercio y otros que se muestran en la Tabla 7. El valor de las contribuciones del estrato 4 corresponde al 10% del pago de electricidad que un hogar promedio de este estrato hizo en el 2008. Según la ECV (2008) un hogar promedio pagó por energía al mes \$74,783 pesos. Al multiplicar el 10% de este valor por el número de hogares y el número de meses, se obtiene la contribución que hubiera aportado este estrato en el año 2008, que equivale a \$52,514 millones de pesos.

Tabla 6
Situación real 2008

Subsidios	
Estratos 1, 2 y 3	1,260,342
Contribuciones	
Sector comercio	349,177
Estrato 5	47,334
Estrato 6	37,127
Sector industria	502,120
TOTAL contribuciones	935,758
Faltante	
FSSRI/Presupuesto Nacional	324,584

Fuente: MME. Cálculos propios

Tabla 7
Escenario bajo la alternativa a.

Subsidios	
Estratos 1 y 2	1,109,977
Contribuciones	
Sector comercio	349,177
Estrato 5	47,334
Estrato 6	37,127
Estrato 4	52,514
TOTAL contribuciones	486,152
Faltante	
FSSRI/Presupuesto Nacional	623,825

Fuente: MME. Cálculos propios

Como se puede ver, las contribuciones de los estratos 5 y 6 se mantendrían igual, sumando \$84,461 millones. Adicionalmente, el comercio mantendría el mismo valor de contribución que equivale a \$349,177 millones. Como la industria ya no aporta, se dejan de recibir \$502,120 millones. Sin embargo, bajo este escenario, ya no se necesitaría los subsidios para el estrato 3 (\$150,366 millones), pues como se ha planteado a lo largo del capítulo este subsidio no es eficiente y además en servicios sustitutos como el gas natural o la telefonía este estrato no tiene subsidio. Adicionalmente, se contaría con la contribución del 10% que aportaría el estrato 4 que, como se puede ver en la Tabla 3, es un estrato que podría dirigir más ingresos al pago de la

energía si se compara con otros. Esta contribución sumaría \$52,514 millones, que con el ahorro del subsidio para el estrato 3 reduce el faltante que genera la industria a \$299,241 millones de pesos. En total se tendría un total de contribuciones igual a \$486,152 para subsidiar \$1'109,977 millones de pesos. En otras palabras, se contaría con un 44% de los recursos que se necesitan. En el escenario real, las contribuciones representaron un 74% de los recursos que se necesitaban para cubrir los subsidios y el 26% restante se obtuvo del FSSRI y del presupuesto Nacional (\$324,584 millones de pesos). Bajo la alternativa que se propone, el 56% (\$623,825 millones de pesos) de los subsidios se tendrían que financiar con el FSSRI y con el presupuesto nacional, esto es, una diferencia de \$299,241 millones de pesos respecto al escenario anterior. Para tener más claro la magnitud del faltante adicional que generaría esta estrategia, se hace notar que equivaldría a 0,06% del PIB, 1,05% del IVA, 3% del presupuesto de inversión de la nación para el 2009 y tan solo 0,3% del total del Presupuesto General de la Nación. Nótese, además, que este faltante sería aún menor si, como se planteó arriba y lo han propuesto otros analistas, se reduce el consumo mínimo y se mejora la focalización del subsidio.

b. Durante cinco años desmontar gradualmente la contribución del 20% a la industria.

- i. Lo correspondiente utilizarlo del Presupuesto Nacional
- ii. Eliminar los subsidios para el estrato 3
- iii. Incluir al estrato 4 dentro de los contribuyentes pero aportando el 10%
- iv. Continuar con la contribución de los estratos 5 y 6.

Para evaluar los resultados de esta alternativa, se realizó el siguiente procedimiento. Para comenzar, se hicieron proyecciones a cinco años del subsidio promedio que recibe un hogar al mes. En un primer escenario, dentro de la alternativa b, se utilizó la tasa observada en el período 2003-2008 para los subsidios y contribuciones por estrato y sector. La tasa de crecimiento de la población es 1,3%, (dato oficial del DANE). Cada variable tiene su tasa de crecimiento anual. La Tabla 8 presenta los resultados para el 2008 en cuanto a subsidio promedio mensual por estrato, población por estrato, las tasas de crecimiento para cada variable y el total de los subsidios para los años 2008 a 2014. Bajo este escenario, el estrato tres dejaría de ser beneficiario a partir del año 2010. Es decir, el total de los subsidios para el año 2008 serían \$1,260,342 millones de pesos

(dato real) y para el año 2009 serían \$1,326,658 millones de pesos (ya que en 2009 todavía se subsidiaría al estrato tres). A partir del año 2010 los subsidios estarían dirigidos únicamente a los estratos 1 y 2 y corresponden a los valores señalados en la última columna de esta tabla.

Tabla 8
Cálculos para la proyección de los subsidios por estrato bajo la alternativa b.

AÑO	Subsidio promedio mes por hogar			Población			Total Subsidios anual	Total Subsidios anual
	E1	E2	E3	E1	E2	E3	E1 + E2 + E3	E1 + E2
2008	12,810.84	11,600.20	5,436.93	3,151,133	4,493,833	2,304,693	1,260,342,048,222	1,109,976,506,013
Tasa Crecimiento	-0.9%	5.8%	11.3%	1.3%	1.3%	1.3%		
2009	12,701	12,277	6,050	3,192,097	4,552,252	2,334,653	1,326,658,226,100	1,157,172,950,232
2010	12,591	12,994	6,731	3,233,593	4,611,430	2,365,002	1,398,675,505,543	1,207,636,126,672
2011	12,483	13,753	7,490	3,275,629	4,671,378	2,395,747	1,476,939,211,502	1,261,601,368,918
2012	12,375	14,556	8,335	3,318,211	4,732,105	2,426,890	1,562,051,137,519	1,319,321,004,438
2013	12,269	15,406	9,275	3,361,347	4,793,621	2,458,439	1,654,675,799,803	1,381,065,581,907
2014	12,163	16,305	10,320	3,405,043	4,855,937	2,490,398	1,755,547,420,085	1,447,125,187,167

Fuente: ECV (2003 – 2008). MME. Cálculos de los autores

De la misma manera, se realizaron las proyecciones de las contribuciones. El estrato 4 comenzaría a contribuir el 10% de su costo por consumo de energía que equivale a \$7,478 pesos mensuales por hogar que crecen a una tasa promedio del crecimiento compuesto promedio de los estratos 5 y 6 entre el 2003 y 2008. Cada año durante los 5 años de proyección esta contribución la tasa de crecimiento es 7% real. Estos cálculos se muestran en la Tabla 9.

Tabla 9.
Cálculos para la proyección de las contribuciones por estrato y sector bajo la alternativa b.

AÑO	Contribución promedio mes por hogar			Población			Total Contribuciones anual	Total Contribuciones anual	Total Contribuciones anual
	E4	E5	E6	E4	E5	E6	E4 + E5 + E6	Comercio	Industria
2008	7,478	24,101	21,189	585,175	163,669	146,015	84,460,932,699	349,177,115,061	502,119,952,241
Tasa Crecimiento	7%	10%	4%	1.3%	1.3%	1.3%		5.6%	5.6%
2009	7,974	26,445	21,941	592,781	165,795	147,913	91,557,795,826	368,838,854,052	530,393,716,523
2010	8,503	29,018	22,719	600,486	167,950	149,834	160,603,014,522	389,607,721,671	448,207,633,688
2011	9,067	31,841	23,526	608,292	170,132	151,781	174,038,458,856	411,546,058,986	355,084,245,624
2012	9,668	34,939	24,361	616,199	172,343	153,753	188,694,085,048	434,719,717,412	250,052,405,306
2013	10,309	38,339	25,226	624,208	174,582	155,751	204,687,576,376	459,198,256,382	132,066,276,180
2014	10,993	42,069	26,121	632,322	176,851	157,775	222,148,456,845	485,055,152,132	69,751,383,845

Fuente: ECV (2003 – 2008). MME. Cálculos de los autores

Para calcular las contribuciones del sector industrial, que se reducirán gradualmente durante los 5 años (2009 – 2014) también se asume que la tasa de crecimiento del consumo es la compuesta

promedio entre 2003 y 2008 (5,6%), pero, adicionalmente, se comienza a reducir la contribución anualmente. La Tabla 10 muestra los cálculos y los resultados.

Tabla 10
Cálculos para las proyecciones de la contribución de la industria bajo la alternativa b.
2009 – 2014

AÑO	Industria		
	Total Contribuciones anual	% contribución	Consumo
2009	530,393,716,523	20.0%	2,651,968,582,613
2010	448,207,633,688	16.0%	2,801,297,710,550
2011	355,084,245,624	12.0%	2,959,035,380,201
2012	250,052,405,306	8.0%	3,125,655,066,330
2013	132,066,276,180	4.0%	3,301,656,904,492
2014	69,751,383,845	2.0%	3,487,569,192,264

Fuente: ECV (2003 – 2008). MME. Cálculos de los autores

De esta manera, la Tabla 11 muestra las proyecciones de las contribuciones anuales discriminados por tipo de contribuyente. Es importante tener en cuenta que el estrato 4 comienza a aportar a partir del año 2010, es decir los \$91,558 millones de pesos que aparecen en el 2009 corresponden únicamente a los estratos 5 y 6. A partir del año 2010 ya se tienen las contribuciones de los tres estratos.

Tabla 11
Cálculos para las proyecciones del total de las contribuciones bajo la alternativa b.
2009 – 2014

AÑO	Total Contribuciones anual		
	E4 + E5 + E6	Comercio	Industria
2009	91,557,795,826	368,838,854,052	530,393,716,523
2010	160,603,014,522	389,607,721,671	448,207,633,688
2011	174,038,458,856	411,546,058,986	355,084,245,624
2012	188,694,085,048	434,719,717,412	250,052,405,306
2013	204,687,576,376	459,198,256,382	132,066,276,180
2014	222,148,456,845	485,055,152,132	69,751,383,845

Fuente: ECV (2003 – 2008). MME. Cálculos de los autores

Con estos ejercicios ya se puede tener una tabla con las proyecciones del total de subsidios, total contribuciones y el déficit/superávit que se tendría desde el año 2009 hasta el 2014 si se implementa la alternativa b bajo el primer escenario que asume una tasa de crecimiento de los subsidios y las contribuciones. En la Tabla 12 se muestran esas proyecciones.

Tabla 12
Proyecciones: balance entre subsidios y contribuciones
2009 – 2014

AÑO	Total Subsidios anual	Total Contribuciones anual	Déficit	
	E1 + E2	E4 + E5 + E6 + Otros + Comercio + Industria	A cubrir por FSSRI y Presupuesto Nacional	Deficit como% de subsidios
2009	1,326,658,226,100	990,790,366,401	(335,867,859,699)	25%
2010	1,207,636,126,672	998,418,369,882	(209,217,756,791)	17%
2011	1,261,601,368,918	940,668,763,466	(320,932,605,452)	25%
2012	1,319,321,004,438	873,466,207,767	(445,854,796,671)	34%
2013	1,381,065,581,907	795,952,108,937	(585,113,472,970)	42%
2014	1,447,125,187,167	776,954,992,823	(670,170,194,344)	46%

Fuente: ECV (2003 – 2008). MME. Cálculos de los autores

Para entender claramente el faltante adicional que generaría esta propuesta, es importante hacer una proyección hasta el 2014 de los subsidios y las contribuciones si no se implementa ninguna propuesta, es decir, bajo la regulación vigente. Para realizarla, se asumen las mismas tasas de crecimiento de los subsidios y las contribuciones que adoptaron en el ejercicio anterior. Las proyecciones bajo la regulación vigente se presentan en la Tabla 13.

Tabla 13
Proyecciones: balance entre subsidios y contribuciones bajo escenario vigente
2009 – 2014

AÑO	Total Subsidios anual	Total Contribuciones anual	Déficit	
	E1 + E2 + E3	E5 + E6 + Comercio + Industria	A cubrir por FSSRI y Presupuesto Nacional	Deficit como % de subsidios
2009	1,326,658,226,100	990,790,366,401	(335,867,859,699)	25%
2010	1,398,675,505,543	1,049,200,038,516	(349,475,467,026)	25%
2011	1,476,939,211,502	1,111,209,100,725	(365,730,110,778)	25%
2012	1,562,051,137,519	1,177,055,744,495	(384,995,393,024)	25%
2013	1,654,675,799,803	1,246,995,579,264	(407,680,220,539)	25%
2014	1,755,547,420,085	1,321,303,062,305	(434,244,357,780)	25%

Fuente: ECV (2003 – 2008). MME. Cálculos de los autores

Si se estudian las diferencias entre las tablas 12 y 13, se puede calcular el faltante adicional que generaría la propuesta. Si no se implementa ningún cambio en el sistema actual, en el 2014 se tendría un déficit entre subsidios y contribuciones de un poco más de \$400,000 millones. Si se implementa la alternativa b, bajo el escenario de crecimiento de los subsidios y las contribuciones, el déficit en el 2014 sería de un poco más de \$600,000 millones. El faltante adicional, supera los 200,000 millones en este año. La Tabla 14 presenta esta diferencia anualmente y allí es claro que en 2010 y 2011 el impacto sería positivo por la reducción del subsidio al estrato 3 y la entrada del cuatro.

Tabla 14
Déficit adicional de la alternativa b bajo el primer escenario. 2009 2014

AÑO	Subsidios	Contribuciones	Hueco que genera la propuesta
2009	-	-	-
2010	(191,039,378,870)	(50,781,668,635)	140,257,710,236
2011	(215,337,842,585)	(170,540,337,259)	44,797,505,326
2012	(242,730,133,081)	(303,589,536,728)	(60,859,403,647)
2013	(273,610,217,896)	(451,043,470,327)	(177,433,252,431)
2014	(308,422,232,919)	(544,348,069,482)	(235,925,836,564)

Fuente: ECV (2003 – 2008). MME. Cálculos de los autores

Con el fin de identificar el impacto de la alternativa b, el segundo escenario no asume ningún crecimiento para los subsidios y las contribuciones. Se asume que estos valores no crecerán en

términos reales. Sin embargo, el crecimiento de la población sigue siendo 1,3% anualmente. De esta forma, la Tabla 15 muestra las proyecciones de los subsidios.

Tabla 15
Cálculos para la proyección de los subsidios por estrato bajo la alternativa b. Segundo escenario.

AÑO	Subsidio promedio mes por hogar			Población			Total Subsidios anual	Total Subsidios anual
	E1	E2	E3	E1	E2	E3	E1 + E2 + E3	E1 + E2
2008	12,810.84	11,600.20	5,436.93	3,151,133	4,493,833	2,304,693	1,260,342,048,222	1,109,976,506,013
Tasa Crecimiento				1.3%	1.3%	1.3%		
2009	12,811	11,600	5,437	3,192,097	4,552,252	2,334,653	1,276,726,136,674	1,124,405,907,659
2010	12,811	11,600	5,437	3,233,593	4,611,430	2,365,002	1,293,323,218,275	1,139,022,891,526
2011	12,811	11,600	5,437	3,275,629	4,671,378	2,395,747	1,310,136,061,936	1,153,829,896,183
2012	12,811	11,600	5,437	3,318,211	4,732,105	2,426,890	1,327,167,472,566	1,168,829,391,901
2013	12,811	11,600	5,437	3,361,347	4,793,621	2,458,439	1,344,420,291,534	1,184,023,881,063
2014	12,811	11,600	5,437	3,405,043	4,855,937	2,490,398	1,361,897,397,148	1,199,415,898,584

Fuente: ECV (2003 – 2008). MME. Cálculos de los autores

De la misma manera, se realizaron las proyecciones de las contribuciones. El estrato 4 comenzaría a contribuir el 10% de su costo por consumo de energía que equivale a \$7,478 pesos mensuales por hogar. La tabla 16 muestra los cálculos.

Tabla 16.
Cálculos para la proyección de las contribuciones por estrato y sector bajo la alternativa b. Segundo escenario

AÑO	Contribución promedio mes por hogar			Población			Total Contribuciones anual	Total Contribuciones anual	Total Contribuciones anual
	E4	E5	E6	E4	E5	E6	E4 + E5 + E6	Comercio	Industria
2008	7,478	24,101	21,189	585,175	163,669	146,015	84,460,932,699	349,177,115,061	502,119,952,241
Tasa Crecimiento	0%	0%	0%	1.3%	1.3%	1.3%			
2009	7,478	24,101	21,189	592,781	165,795	147,913	85,558,381,350	349,177,115,061	502,119,952,241
2010	7,478	24,101	21,189	600,486	167,950	149,834	140,557,802,607	349,177,115,061	401,695,961,793
2011	7,478	24,101	21,189	608,292	170,132	151,781	142,384,420,828	349,177,115,061	301,271,971,344
2012	7,478	24,101	21,189	616,199	172,343	153,753	144,234,785,085	349,177,115,061	200,847,980,896
2013	7,478	24,101	21,189	624,208	174,582	155,751	146,109,204,077	349,177,115,061	100,423,990,448
2014	7,478	24,101	21,189	632,322	176,851	157,775	148,007,990,517	349,177,115,061	50,211,995,224

Fuente: ECV (2003 – 2008). MME. Cálculos de los autores

Las contribuciones de la industria se disminuyen gradualmente año tras año, pero, a diferencia del primer escenario, no se asume ningún crecimiento. El detalle del cálculo de la contribución industrial se presenta en la Tabla 17.

Tabla 17
Cálculos para las proyecciones de la contribución de la industria bajo la alternativa b.
2009 – 2014

AÑO	Total Contribuciones anual	Industria	
		% contribución	Consumo
2009	502,119,952,241	20.0%	2,510,599,761,204
2010	401,695,961,793	16.0%	2,510,599,761,204
2011	301,271,971,344	12.0%	2,510,599,761,204
2012	200,847,980,896	8.0%	2,510,599,761,204
2013	100,423,990,448	4.0%	2,510,599,761,204
2014	50,211,995,224	2.0%	2,510,599,761,204

Fuente: ECV (2003 – 2008). MME. Cálculos de los autores

El detalle de las contribuciones por sector bajo este escenario se presenta en la Tabla 18.

Tabla 18
Cálculos para las proyecciones del total de las contribuciones bajo la alternativa b.
2009 – 2014

AÑO	Total Contribuciones anual		
	E4 + E5 + E6	Comercio	Industria
2009	85,558,381,350	349,177,115,061	502,119,952,241
2010	140,557,802,607	349,177,115,061	401,695,961,793
2011	142,384,420,828	349,177,115,061	301,271,971,344
2012	144,234,785,085	349,177,115,061	200,847,980,896
2013	146,109,204,077	349,177,115,061	100,423,990,448
2014	148,007,990,517	349,177,115,061	50,211,995,224

Fuente: ECV (2003 – 2008). MME. Cálculos de los autores

Con estos ejercicios ya se puede tener una tabla con las proyecciones del total de subsidios, total contribuciones y el déficit/superávit que se tendría desde el año 2009 hasta el 2014 si se implementa la alternativa b bajo el segundo escenario que no asume una tasa de crecimiento de los subsidios y las contribuciones. En la Tabla 19 se pueden ver esas proyecciones.

Tabla 19
Proyecciones: balance entre subsidios y contribuciones. Segundo escenario.
2009 – 2014

AÑO	Total Subsidios anual	Total Contribuciones anual	Déficit	
	E1 + E2 + E3	E4 + E5 + E6 + Otros + Comercio + Industria	A cubrir por FSSRI y Presupuesto Nacional	Deficit como% de subsidios
2009	1,276,726,136,674	936,855,448,652	(339,870,688,022)	27%
2010	1,139,022,891,526	891,430,879,460	(247,592,012,066)	22%
2011	1,153,829,896,183	792,833,507,233	(360,996,388,951)	31%
2012	1,168,829,391,901	694,259,881,042	(474,569,510,859)	41%
2013	1,184,023,881,063	595,710,309,586	(588,313,571,477)	50%
2014	1,199,415,898,584	547,397,100,802	(652,018,797,783)	54%

Fuente: ECV (2003 – 2008). MME. Cálculos de los autores

El escenario base con el que hay que comparar estos resultados se presenta en la Tabla 20, en la cual se construye la proyección hasta el 2014 pro sin asumir ningún crecimiento.

Tabla 20
Proyecciones: balance entre subsidios y contribuciones bajo escenario vigente.
Segundo escenario
2009 – 2014

AÑO	Total Subsidios anual	Total Contribuciones anual	Déficit	
	E1 + E2	E5 + E6 + Comercio + Industria	A cubrir por FSSRI y Presupuesto Nacional	Deficit como% de subsidios
2009	1,276,726,136,674	936,855,448,652	(339,870,688,022)	27%
2010	1,293,323,218,275	937,967,164,136	(355,356,054,139)	27%
2011	1,310,136,061,936	939,093,331,921	(371,042,730,015)	28%
2012	1,327,167,472,566	940,234,139,888	(386,933,332,678)	29%
2013	1,344,420,291,534	941,389,778,358	(403,030,513,175)	30%
2014	1,361,897,397,148	942,560,440,129	(419,336,957,019)	31%

Fuente: ECV (2003 – 2008). MME. Cálculos de los autores

Por esto, bajo el segundo escenario de la alternativa b, se generaría un hecho adicional en el déficit de \$232,682 millones en el año 2014 tal y como se muestra en la tabla 21.

Tabla 21
Déficit adicional de la alternativa b bajo el segundo escenario. 2009 - 2014

AÑO	Subsidios	Contribuciones	Hueco que genera la propuesta
2009	-	-	-
2010	(154,300,326,749)	(46,536,284,676)	107,764,042,073
2011	(156,306,165,753)	(146,259,824,689)	10,046,341,064
2012	(158,338,080,665)	(245,974,258,846)	(87,636,178,181)
2013	(160,396,410,470)	(345,679,468,772)	(185,283,058,302)
2014	(162,481,498,563)	(395,163,339,327)	(232,681,840,764)

Fuente: ECV (2003 – 2008). MME. Cálculos de los autores

En conclusión, bajo la alternativa b y asumiendo un crecimiento anual de los subsidios y las contribuciones se generaría un faltante adicional de \$235,925 millones. Bajo el segundo escenario, donde se asumen que los subsidios y las contribuciones no aumentan, el déficit adicional que generaría la propuesta es de \$232,682 millones de pesos en 2014. Sin embargo, como lo muestran las tablas anteriores, los primeros años de implementación de la alternativa b, (bajo cualquiera de los dos escenarios) traerían superávit ya que se cuenta con la contribución del estrato 4 del 10% y no se tiene que subsidiar al estrato 3. Lo que deja de pagar la industria estos primeros años no alcanza a ser tan alto como para generar déficit. Por esto, es interesante calcular el déficit acumulado que genera la propuesta por todos los años. Con el fin de hallar el déficit adicional que generaría el primer escenario de la alternativa b por los 5 años, se suman los déficit, obteniendo un valor de \$289,791 millones, que equivalen a 0,06% del PIB, 1,01% del IVA, 2,8% del presupuesto de inversión para el 2009 y 0,3% del total del Presupuesto General de la Nación del año 2009 (se muestran estas cifras como referencia). De la misma manera, sumando los déficit anuales hasta el 2014 del segundo escenario de la alternativa b, se tiene que en términos reales el faltante adicional sería de \$387,791 millones por los 5 años. Esto es 0,08% del PIB, 1,4% del IVA, 3,8% del presupuesto de inversión para el 2009 y 0,4% del total del Presupuesto General de la Nación.

- c. Es claro que otra alternativa podría ser intermedia entre las dos aquí propuestas. Por ejemplo, eliminar inmediatamente el 10% de la contribución, mientras que el 10% restante se desmontaría gradualmente. Igualmente, el faltante se cubriría con el Presupuesto Nacional pero se tendría la contribución del 10% del estrato 4, y el estrato 3 ya no sería beneficiario.

Hay dos puntos importantes para mencionar y que se deben tener en cuenta en el diseño de cualquier propuesta. Primero, como se mencionó arriba, eventualmente la contribución del sector de comercio también tendrá que desmontarse. Sin embargo, y teniendo en cuenta los puntos ya mencionados a lo largo del capítulo, en los que se plantean los impactos de la contribución del sector industrial (reducción de su competitividad y re-direccionamiento la industria, adicional al impacto negativo de este impuesto sobre la competitividad de las exportaciones y la PTF y, por esta vía, sobre el PIB), se considera primordial eliminar la contribución a este sector inicialmente. Segundo, el esquema de subsidios cruzados fue muy importante para brindar acceso a la población a los servicios públicos e incrementar la cobertura hasta alcanzar los altos niveles que se lograron, especialmente entre los más pobres. Sin embargo, en el largo plazo este esquema de subsidios cruzados debe eliminarse por completo. La solidaridad debe darse a través del presupuesto nacional. Es decir, por medio del recaudo de impuestos nacionales y una asignación del gasto público bien focalizada.

Recuadro: una propuesta de corto plazo para racionalizar el esquema de solidaridad.

Según los escenarios presentados por FEDESARROLLO, los recursos faltantes necesarios para pagar los subsidios a los estratos 1 y 2 en el sector de energía eléctrica se cubrirían con el Presupuesto General de la Nación, es decir, se financiarían con impuestos generales. En este sentido, únicamente hay dos alternativas para financiar este faltante mediante impuestos generales: (i) el impuesto de Renta, a través de las exenciones; e (ii) IVA.

Las tasas aplicables del impuesto de renta van desde 0 a 33% y gravan los ingresos percibidos en el año gravable. Este es un impuesto directo en el cual las personas jurídicas aportan más del 90%. En 2008, según datos de la DIAN, se recaudó 5,6% del PIB por concepto de este impuesto. Con el fin de incentivar diferentes actividades económicas y/o regiones menos desarrolladas, existen varias deducciones y exenciones, que otorgan beneficios especiales a la reinversión de utilidades y deducciones a la inversión en activos fijos. Los principales son la deducción por inversión en activos fijos reales productivos, las rentas exentas y los descuentos tributarios. Sin embargo, esos beneficios no son eficientes y tienen un alto costo fiscal. Muestra de esto es que la tendencia Latinoamericana ha sido eliminar estas exenciones. Es por esto que eliminando las/algunas exenciones del impuesto de renta en Colombia, se tendrían recursos más que suficientes para pagar el déficit generado por las propuestas de reforma al esquema de solidaridad del sector de la energía eléctrica presentado en este estudio.

Por otro lado, el IVA grava la prestación de servicios y la venta e importación de bienes y representa la tercera parte del total del recaudo por impuestos nacionales, en el año 2008 su recaudo representó 4% del PIB. Aunque este impuesto a las ventas varía según los bienes o servicios, en general la tarifa corresponde al 16%. Esto es muestra de la complejidad de la estructura de este impuesto pues puede llegar a tener más de 8 tarifas diferentes además de brindar gran número de exenciones a varios bienes, entre estos los de la canasta de consumo básica.

Propuesta

Como se ha mostrado en este capítulo, lo que se propone, n orden de adopción de las medidas sería algo como:

- que la industria deje de contribuir con el 20% (en un futuro también el sector comercio);
- reducir el consumo mínimo;
- eliminar los subsidios al estrato 3;
- incluir al estrato 4 dentro de los contribuyentes, pero aportando la mitad de lo que aportan hoy los estratos 5 y 6;
- continuar con la contribución de los estratos 5 y 6.

Bajo los diferentes escenarios planteados arriba, cada paso genera un faltante o un ingreso adicional. El resultado neto, bajo la alternativa a, sería un déficit de \$299.241 millones de pesos. Por otro lado, bajo el primer escenario de la alternativa b, sería necesario cubrir un déficit de \$289.971 millones de pesos que corresponde a los 5 años de proyección; y en el segundo escenario, \$387.791 millones de pesos que corresponde al déficit total de los 5 años de proyección que generaría la propuesta. El punto central de la propuesta es que se utilizarían recursos del Presupuesto Nacional para cubrir el déficit que se genera implementando este procedimiento.

¿Cómo del Presupuesto Nacional?

Según cálculos del Ministerio de hacienda, el costo fiscal de los beneficios en el impuesto de renta para 2008 alcanzó 6,7 billones:

- Descuento del 40%: 3,6 billones de pesos
- Rentas exentas: 2,8 billones de pesos
- Descuentos tributarios: 0,4 billones de pesos

Por el lado del impuesto del IVA se podría (i) ampliar la base, por ejemplo, eliminando las exenciones a la canasta básica de consumo, ya que esta exención está beneficiando a la población rica que gasta más en este tipo de bienes que la población pobre; o (ii) subir la tarifa general.

Los cálculos del Ministerio de Hacienda muestran que si se amplía la base, es decir, se gravan los bienes de la canasta básica, por cada punto gravado se generan recursos por un valor de 463 miles de millones de pesos. Adicionalmente, y con el fin de seguir el principio de equidad, es importante devolverles a las familias pobres (Sisben 1 y 2) lo que paguen en promedio por estos bienes. Según la Encuesta de Ingresos y Gastos, los 5 primeros deciles de la población consumen en promedio el 25% e la canasta básica. Por esto, se le devolvería a este grupo poblacional el 25% de los 463 miles de millones de pesos que corresponden a 114 miles de millones.

Es decir, si se amplía la base, gravando los bienes de la canasta, y se le devuelve a las familias de bajos ingresos lo que pagan en promedio por estos bienes, se tendrían recursos por 349 miles de millones por punto que servirían para cubrir el déficit generado por la propuesta. En otras palabras, si, por ejemplo, se pusiera una tarifa de 10% a estos bienes, estaríamos hablando de recursos del orden de 3,5 billones.

Así mismo, haciendo los cálculos necesarios se encuentra que si se aumenta la tarifa del IVA del 16 al 17% se generarían recursos adicionales por 1,8 billones de pesos (este valor es una aproximación, ya que para calcular el valor del recaudo por un punto del IVA se asume que la tarifa promedio es 16%). Como se puede ver, hay diferentes fuentes de recursos para cubrir el pequeño déficit que generaría la reforma al esquema de solidaridad del sector eléctrico en el corto plazo.

6.7. Conclusiones

Es claro que la carga impositiva que existe a lo largo de la cadena de producción de la energía eléctrica ha alcanzado niveles importantes y que este sobre costo se está trasladando al consumidor final. Tan solo en el 2008 se vio un incremento del 20% de las contribuciones (sin incluir las de solidaridad) que como se mostró, fue explicado principalmente por el incremento de la contribución del medio ambiente que realizan los generadores y por la aparición del PRONE. Es de suprema importancia revisar la pertinencia y eficacia de estas contribuciones pues no cabe duda que están distorsionando las tarifas de la energía.

Así mismo, se ha estudiado la contribución de solidaridad que existe en el sector y cómo ya se mencionó, es necesario realizar una reforma al sistema de subsidios cruzados con el fin de promover la competitividad del sector industrial que durante estos últimos años se ha visto altamente afectada. Se ha mostrado cómo las contribuciones re-direccionan la industria, reducen la competitividad de las exportaciones y la PTF, teniendo implicaciones negativas sobre el producto de la economía. La propuesta en este sentido busca plantear que el sector industrial debe dejar de contribuir el 20% del costo de su energía (en un futuro, esta misma propuesta se debe aplicar al sector comercio). Por otro lado, es importante mejorar la focalización del sistema, por lo cual el estrato 3 debe de dejar de recibir subsidios y el estrato 4 debe dejar de ser neutral y comenzar a contribuir en un porcentaje. Se ha mostrado a través de varios ejercicios que el

impacto financiero de esta reforma no es alto y que traería enormes ganancias. Sin embargo, y a pesar de los grandes beneficios que ha generado el sistema de subsidios cruzados, el fin último de la propuesta es la eliminación del esquema y comenzar a tener solidaridad a través del presupuesto nacional.

Capítulo 7. El sector de gas natural y el sector eléctrico en Colombia: retos, problemas y algunas recomendaciones¹

7.1. Introducción y planteamientos centrales

Colombia no es un país gasífero como Argentina (gran productor, con un consumo total y per cápita alto que explica aproximadamente la mitad del consumo total de energía). Sin embargo, ha experimentado un rápido aumento del consumo del gas natural en nichos importantes de manufactura e industrias petroquímicas (oxígenos, cemento, siderurgia, minería y cerámica) y productoras de electricidad, además del consumo vehicular y residencial. Los industriales y generadores colombianos han hecho un gran esfuerzo de inversión en equipos que utilizan el gas natural en segmentos de alta importancia económica y social, por lo que la continuidad del abastecimiento es el reto de política energética y regulatoria más importante del sector. Por el lado de la oferta, el país permanece todavía sub-explorado y las reservas de gas natural no han crecido a la misma velocidad de la demanda en la última década. Las debilidades del desarrollo del mercado de gas se miden por dos grandes ausencias: no existe el negocio de almacenamiento y no existe un mercado secundario de gas estructurado.

La industria del gas natural en Colombia es básicamente duopólica en producción y en transporte, y ha permanecido sin cambios importantes en estructura durante la última década. La red de transporte sigue siendo radial. La reforma sectorial de energía dictaminó la desintegración vertical, pero mantuvo privilegios históricos en algunas firmas. Se tiene un pozo con precio liberado y otro con precio regulado, la red de transporte se expande por el método de “contract carriage” y los negocios transan bilateralmente. Si se añade el cobro por distancia en transporte (decisión no controversial, mirada en aislamiento) en la red radial, aparecen dos submercados segmentados espacialmente.

1

Este capítulo, preparado con la asistencia de Camilo Benavides, extiende las conclusiones el documento “Recomendaciones para reactivar la inversión en gas natural en Colombia “ (2008), preparado por Juan Benavides para la SSPD con financiación de US AID.

Con el beneficio de la retrospcción, esta arquitectura de mercado con precios domsticos inferiores a los precios de paridad con los sustitutos (i) obliga a la transferencia de todos los riesgos del transporte a las contrapartes, generando relaciones “adversarias” entre los miembros de la cadena; (ii) distorsiona la formacin de precios del producto (los precios del mercado secundario sobrepasan sistemticamente el precio regulado, revelando disposicin a pagar por encima del techo) y reduce la velocidad de las inversiones en exploracin en el actual contexto internacional; (iii) reduce el nmero de contrapartes contractuales; (iv) slo es sostenible en la medida en que el mercado no sea transable y en la medida en que no aparezcan nuevos pozos ni nuevos gasoductos que compitan en uso con los actuales; (v) genera una industria con limitado apetito por introducir instrumentos de gestin de riesgo ms all de los contratos “take-or-pay” o interrumpibles, sin mercados secundarios lquidos; (vi) introduce elevados costos de transaccin a los generadores elctricos a gas, dificultados aun ms por la volatilidad del despacho en la bolsa.

El consumo ha crecido en buena parte porque los precios del gas natural han sido inferiores al precio equivalente en contenido energtico del petrleo (la relacin precio del petrleo / precio del gas natural es superior a 6). Es natural que esta demanda continúe aumentando por los bajos precios relativos que enfrenta y que la oferta crezca lentamente por la misma razn. El consumo en el sector elctrico avanzó inicialmente despus de la liberalizacin del mercado a mediados de los aos noventa. Sin embargo, la inversin en generacin a gas se ha frenado en el presente siglo por la competencia con la hidroelectricidad establecida y amortizada de largo tiempo atrs y por los costos de transaccin que imponen la regulacin y el modesto desarrollo del mercado de gas, tanto en nivel de oferta fsica como de productos y contratos financieros adaptados a las peculiaridades de la competencia en bolsa. Los costos de transaccin de los generadores incluyen las negociaciones bilaterales para asegurar produccin y transporte y las exigencias inflexibles de contratacin de gas firme para asegurar el pago de la prima de la opcin de compra del cargo por confiabilidad. El consumo de gas natural en el sector industrial enfrenta la fuerte competencia del carbón. Y tanto el sector elctrico como el industrial reciben mensajes negativos de poltica pblica sobre priorizar el consumo residencial y de transporte vehicular, excluir al gas natural de la expansin de la generacin elctrica, dada la abundancia de hidroelectricidad y carbón, y restringir las exportaciones de gas natural.

El abastecimiento de la demanda total de gas natural es incierto y las dudas sobre su futuro deben aclararse con decisiones tajantes sobre comercio exterior y ajustes en la regulación. Existen percepciones divergentes entre el público sobre el abastecimiento (“el gas se va acabar en 2 años”; o “hay gas de sobra”) que pueden producir decisiones irreversibles por parte de los agentes económicos. Estas situaciones aparecen cuando el sector público no toma la iniciativa para disipar las dudas sobre escenarios excluyentes de abastecimiento del gas natural. Si la mayoría de los inversionistas privados en generación percibe que no se toman medidas suficientes para garantizar la inversión en toda la cadena de gas natural, se irán a otros países. Por el contrario, si el gobierno adopta la liberación gradual de precios en boca de pozo en régimen de libertad vigilada y se asegura de que las compras se efectúan mediante subastas en convocatorias simultáneas; si se flexibilizan las condiciones de exportación; y si el regulador simplifica la regulación de transporte y permite la integración vertical no discriminatoria entre producción de gas y generación eléctrica, los inversionistas movilizarán recursos a toda la cadena. El país debe elegir entre tener gas barato por unos pocos años más, hasta que las reservas se agoten, o darle a este energético su costo de oportunidad para garantizar su sostenibilidad. La primera opción tiene asociados los costos sociales de la conversión de la industria y el transporte a otros combustibles que probablemente estén tomando precios internacionales.

Los pronunciamientos públicos que le otorgan un papel reducido al gas natural , solamente para consumo residencial y vehicular empiezan a estimular migraciones del consumo industrial hacia otros energéticos e implican enormes costos sociales.² En algunos de los sectores mencionados el consumo de gas natural es superior al 20% del costo total de producción y no hay sustitutos. No se ha demostrado que restringir la expansión del gas sea socialmente óptimo, y sí hay indicios de que el mercado está dispuesto a pagar por su continuidad. Puesto que el mundo del gas natural avanza rápidamente a su transabilidad, los bajos precios domésticos y las restricciones a las exportaciones son una combinación insostenible porque la inversión en exploración y producción sólo se realizará masivamente ante la perspectiva de exportar y a precios

2

Algunos generadores se han protegido del actual nivel de incertidumbre de abastecimiento con la instalación de quemadores duales para combustibles líquidos, a un gran costo de inversión que amenaza su rentabilidad.

que reflejen el costo de oportunidad. El comercio exterior de gas natural se reduce al intercambio bilateral con Venezuela. Por lo pronto, Colombia está intercambiando gas con Venezuela mediante un “swap” en el que actualmente se envía producto colombiano contra la expectativa de recibir producto venezolano en el futuro. Por lo pronto, la regulación desfavorece a la industria nacional, que paga un precio superior al de Venezuela y superior al de los generadores, dado que tiene un sobrecargo del 8.9% que no se aplica a los generadores ni a las exportaciones a Venezuela.

Hay notorias diferencias de avance entre el sector eléctrico y el sector de gas natural y barreras para que se armonicen. Las medidas de optimización de la regulación del gas natural son importantes pero insuficientes para que el gas mejore su competitividad en generación. Lo prioritario es diseñar una estrategia de apoyo al abastecimiento. Esta estrategia se puede expresar en la siguiente secuencia de decisiones que deben tomarse en el corto plazo y que se argumentan en el resto del documento:

“Liberar los precios en boca de pozo, bajo el régimen de libertad vigilada, como señal para atraer nuevas inversiones para aumentar las reservas. Mejorar los incentivos de los contratos de exploración de la ANH, disminuyendo los porcentajes de toma de regalías de gas por parte del estado. Permitir la exportación de $\alpha\%$ de las reservas gas que se encuentren, donde α debe ser compatible con la escala necesaria para instalar facilidades de compresión rentables. Definir tamaño socialmente óptimo, localización, contrapartes, regulación y remuneración del negocio de importación de gas (comprimido o licuado); la mayor parte del riesgo de demanda debe cubrirse por los consumidores y/o con garantías parciales. Constituir una compañía compradora única que represente a las firmas consumidoras. Esperar β meses a partir de hoy para decidir si el nivel de reservas hallado es suficiente para el abastecimiento y si el valor esperado de futuros hallazgos es sostenible. Si el nivel y proyección de reservas del mes β es insuficiente, la firma compradora única pondrá en marcha el proceso de elegir la firma que construirá y administrará las instalaciones de importación. Si el nivel de reservas crece a niveles suficientes para el abastecimiento durante la construcción de las importaciones, la firma compradora es dueña de la opción de recomprar los activos construidos hasta la fecha a los patrocinadores del proyecto de regasificación, de acuerdo a valores prefijados. Si el nivel de reservas crece a niveles de abastecimiento después de que las instalaciones para importación hayan entrado en operación, se remunerará a los importadores de acuerdo a lo estipulado en el contrato de suministro.”

Las medidas de corto plazo para reducir los costos de transacción de la generación eléctrica a gas natural se pueden condensar de la siguiente forma:

“Permitir integración vertical entre producción de gas natural y generación eléctrica, sin discriminación de precios ni de acceso del productor integrado hacia otros generadores. Flexibilizar las condiciones de obligación de contratación firme, posiblemente con la ayuda de instrumentos financieros y de la industria aseguradora, o con la presentación de contratos forward de suministro con otros generadores, debidamente respaldados del riesgo de contraparte. Impulsar la creación de un mercado secundario de gas natural líquido, con instrumentos adicionales a los contratos en firme e interrumpibles.”

Estos dos grupos de propuestas buscan asegurar el abastecimiento con mecanismos de mercado y reducir costos de transacción sin generar abusos de aumento de precios. En el caso de la liberación de precios en boca de pozo, porque se propone al tiempo usar subastas de compradores y libertad vigilada. En el caso de la integración vertical entre productor y generador a gas, porque la bolsa eléctrica es un mercado con competencia razonable y la estructura de mercado en el producto aguas arriba es irrelevante en un mercado aguas abajo competitivo (no hay posibilidades de doble marginalización). Además, se plantea en este segundo caso la obligación de no discriminar a otros compradores de gas.

Desde una perspectiva histórica, la industria del gas natural nunca ha surgido desintegrada en ningún país del mundo y la regulación por incentivos no ha demostrado ser superior *prácticamente* a la regulación por tasa de retorno en los negocios de hidrocarburos. Colombia siguió la ruta contraria a esta experiencia internacional en el momento de liberalizar el sector.

El resto del capítulo sustenta las anteriores propuestas y discute las consecuencias de estilo regulatorio y desintegración vertical que se tomaron en su momento. La sección 7.2 discute la economía y la regulación del gas natural. La sección 7.3 discute el sector y la regulación del gas natural en Colombia. La sección 7.4 discute las propuestas para asegurar el abastecimiento. Finalmente, la sección 7.5 discute la propuesta para reducir los costos de transacción de los generadores a gas.

7.2. Economía y regulación del gas natural

Estructura de negocios y transacciones

La oferta del gas se estructura como una cadena de negocios relacionados verticalmente (exploración, producción, transporte, distribución, suministro (*supply*). En algunos países también existen el almacenamiento, el empaquetamiento (*shipping*) y las actividades de licuefacción y regasificación asociadas al gas licuado. El transporte y la distribución de gas natural tienen características de monopolio natural, pero la producción es potencialmente competitiva.³ La exploración es un negocio riesgoso porque las reservas deben descubrirse (a diferencia de los recursos hidráulicos, observables y cuantificables *ex ante*). Las transacciones verticales entre los diferentes segmentos de la cadena son susceptibles al comportamiento oportunista (problema denominado *hold up* en la literatura de incentivos y contratos; de hecho, esta literatura se nutre inicialmente de los ejemplos de incumplimiento en contratos *take-or-pay* de gas en los Estados Unidos).

En una industria desintegrada verticalmente, un suministrador o un empaquetador le compran gas a un productor y aseguran su transporte y distribución hasta el consumidor final. Cuando se tiene acceso abierto a la red de transporte, se pueden tener a muchos suministradores y empaquetadores compitiendo por el abastecimiento. Estas actividades tienen pocos costos hundidos, y para desarrollarse necesitan básicamente capital de trabajo y contratos líquidos con productores y consumidores.

Los mercados spot y secundarios son importantes características institucionales de los mercados maduros de gas. Para tener un mercado líquido, debe existir un número plural de compradores y vendedores, de forma que haya competencia “razonable”. A medida que la liquidez del mercado spot aumenta, también aumenta la frecuencia de las transacciones y la cantidad transada por contrato disminuye. Los mercados spot de gas se han desarrollado por diferentes factores en cada país donde hoy existen. El factor principal es la posibilidad de optimizar las ofertas. Los mercados spot sirven de base a

3

En Estados Unidos, por ejemplo, el productor promedio es de pequeña escala (en 1989 existían más de 262,000 pozos con propiedad ampliamente distribuida). Ver Michaels (1993).

los mercados de cobertura financiera. En particular, los mercados de futuros se han desarrollado porque ayudan a descubrir precios y a transferir el riesgo.

La demanda de gas es estacional y estocástica, especialmente la demanda derivada de generación eléctrica. Esto implica que el suministrador debe disponer de mecanismos para manejar esa volatilidad de la demanda. Una posibilidad es variar la cantidad de gas tomada a los productores, otra es usar temporalmente instalaciones de almacenamiento. Las demandas pico se pueden manejar con ayuda de almacenamiento o incrementando la presión en los gasoductos durante períodos de baja demanda para almacenar gas en el sistema de transporte (*linepacking*). Otra forma de gestionar los picos es ofreciendo contratos a usuarios que estarían dispuestos a reducir su consumo a cambio de precios más bajos (contratos interrumpibles). Estos contratos son muy usados por usuarios industriales con opción de cambiar de combustible. El uso de precios más altos durante el período pico reduce las necesidades de almacenamiento, pero requiere de medidores especiales.

Los gasoductos deben *balancearse* por confiabilidad y seguridad. Si al gasoducto se inyecta menos volumen que el que está siendo retirado por los consumidores, el sistema cerrará automáticamente partes de la red para prevenir que entre aire al tubo (lo que puede provocar explosiones). Una manera de evitar este desbalance es mediante la desconexión de usuarios. La reconexión es lenta y costosa, especialmente en las redes de distribución. Similarmente, el sistema puede desbalancearse si entra exceso de gas al tubo (lo que puede hacer fallar los equipos de la red). Con el fin de fomentar el intercambio y la liquidez, se requiere que exista acceso libre y no discriminatorio a las instalaciones de balanceo.

El almacenamiento es un elemento importante de la cadena del gas natural por el rango de servicios que presta, incluyendo el balanceo, la flexibilidad (que contribuye a asegurar el ejercicio de opciones volumétricas variables de tipo *swing*, indispensables para aumentar la competitividad de la generación eléctrica con gas natural), la seguridad del sistema y la optimización de la red por suministro durante los picos de demanda. El almacenamiento viene en una variedad de formas (uso de acuíferos, campos de gas agotados, cavernas de sal y en instalaciones de LNG). El potencial de almacenamiento de un país depende de sus posibilidades geológicas y la disposición a pagar de los

usuarios. En mercados desarrollados, el almacenamiento es función fuerte de la volatilidad de precios más que del nivel de los mismos.

En Estados Unidos, el almacenamiento se ha desintegrado del transporte y del suministro. Esto ha llevado a la aparición de *hubs* (sitios de intercambio donde se cruzan gasoductos, equipados de instalaciones de almacenamiento para balancear la oferta y la demanda). Con los *hubs* aparecen nuevos actores que ofrecen una variedad de servicios de valor agregado, incluyendo administración de riesgo de precios (comprando gas cuando esté barato, almacenándolo y luego vendiéndolo cuando el precio suba) o despacho/almacenamiento inmediato de cantidades no programadas. Hay que anotar que los mercados de futuros y derivados se han desarrollado en los *hubs* gracias a la disponibilidad de almacenamiento, que sirven de soporte físico a las transacciones financieras.

Principios y papel de la regulación del gas natural

A grandes rasgos, la industria del gas en cualquier país se desarrolla en tres fases: (i) extensión sustancial de las redes troncales y el consumo; (ii) reestructuración industrial y optimización de costos; (iii) innovación financiera y diferenciación de productos. La evolución de la estructura de propiedad e industria, así como de la regulación, toma varias décadas en consolidarse. La experiencia internacional abunda en altibajos, contradicciones y distorsiones. Algunos de las distorsiones parecen ser evitables en el corto plazo. Otras distorsiones son inherentes al tamaño y poder de influencia de la industria del gas, así como a las posibilidades institucionales de ejercer creíblemente una regulación basada en incentivos.

En los países con industrias nacientes, el objetivo regulatorio debe ser atraer grandes inversiones y fomentar el consumo, con lo que se mantiene abierta la opción de eventualmente crear un mercado doméstico competitivo. Las grandes decisiones regulatorias se refieren a la formación de precio en boca de pozo y a la remuneración y regulación del transporte, que es el negocio central del gas natural, a diferencia del sector eléctrico, donde el costo tangible más importante es la generación. Los objetivos de un mercado maduro y un mercado naciente no se logran con decisiones universales sobre integración vertical, potencia de los incentivos y tipo de cobro de la red de

transporte. Los *trasplantes regulatorios* sin adaptación al grado de desarrollo de la industria y a las tradiciones institucionales y de protección de los derechos de propiedad de un país pueden dar lugar a consecuencias imprevistas. Por otra parte, la regulación no puede reemplazar las definiciones de política energética nacional, ni precede la gestación de la industria, sino que ayuda a rectificar problemas y ordenar las oportunidades futuras.

Laffont y Tirole (2000) se exponen los principios económicos de la regulación por incentivos y de los esquemas de precios óptimos de servicios en redes, que se discuten a continuación. Supóngase que un gobierno desea que los consumidores compren un bien al más bajo costo posible y que el instrumento de negociación sea el pago a la firma que vende el bien. Este pago se puede hacer dependiente del precio ex post revelado por la firma, sobre la base de que la firma haya aceptado vender el bien bajo términos de remuneración definidos ex ante por el gobierno (regla de reembolso que especifica el pago de acuerdo a cada nivel de costos informado). Como es bien sabido, en los esquemas de incentivos de *alta potencia* (uno de cuyos ejemplos es, en regulación, el uso de techo de precios), la firma es totalmente responsable de los ahorros y –si el esquema es creíble- hará un esfuerzo óptimo por reducir sus costos de prestación del servicio. Por el contrario, en los esquemas de baja potencia (uno de cuyos ejemplos es el reembolso de todos los gastos incurridos o, en regulación, el uso de cláusulas contractuales de tipo *cost-plus*), la firma que vende no enfrentaría estímulos por evitar sobrecostos.

Si el gobierno tuviera información completa sobre los costos de la firma –y *si el imperio de la ley se cumpliera*- el contrato con la firma sería muy sencillo, adoptando la forma de un pago fijo que induciría a la firma a ejercer un esfuerzo socialmente óptimo de reducción de costos. El gobierno no pagaría ninguna renta a la firma porque seleccionaría el mínimo precio que la firma estaría dispuesta a aceptar para producir el bien. El gobierno ofrecería un esquema de incentivos de alta potencia. En presencia de información incompleta sobre la tecnología o los costos de oportunidad de la firma, el gobierno enfrenta el *trade-off* entre imponer incentivos a la eficiencia o dejarle capturar sus rentas de información. Pero hay que anotar que en un contrato en el cual la firma se gane \$1 endógenamente por cada \$1 que ahorre en costos, también le da a la firma \$1 cuando sus costos son más bajos por razones exógenas. Es decir, bajo información

incompleta y con regulación de alta potencia, la firma se convierte en propietaria residual (*residual claimant*) de los costos que están por fuera de su control. Este hecho genera rentas sustanciales. En contraste, una regulación de tipo *cost-plus* o con incentivos de baja potencia, que le impone a la firma incentivos muy pobres para la reducción de costos, es eficiente para limitar las rentas con las que se queda la firma.

La regulación por tasa de retorno o *cost-plus* se descalifica automáticamente por la consideración abstracta de que estimula la sobreinversión para maximizar la base de activos remunerados y no presiona la innovación ni la reducción de costos. En la realidad, el efecto de sobreinversión (“Averch-Johnson”) es más una curiosidad de texto que una práctica generalizada en industrias de redes. En la realidad, el regulador que usa un esquema de techo de precios tiene una probabilidad alta de equivocarse en definir la base inicial de activos y en la elección de los factores de productividad. Puede además caer en la tentación de cambiar los techos de precios antes de finalizar los períodos de revisión tarifaria. Newbery (1997) argumenta que la regulación por tasa de retorno (que tiene una reflexión académica y jurisprudencias de más de un siglo en Estados Unidos) protege mejor los derechos de propiedad de los inversionistas que la regulación por techo de precios adoptada en el Reino Unido. Esto sucede porque la base de activos en el primer caso queda definida a precios históricos y no hay riesgo de demanda, mientras que en el segundo caso se traslada al inversionista el riesgo de descubrimiento de nuevas tecnologías y el nivel de uso de los activos.

Laffont y Tirole mencionan que los esquemas regulatorios del tipo techo de precios han sido elevados a estándar (lucen “más eficientes” o “más avanzados”), advirtiendo que quienes acepten o apoyen el uso generalizado de incentivos de alta potencia deben evitar la tentación de forzar las renegociaciones de contratos cuando se den cuenta de que su aplicación produjo rentas a favor del regulado. La visión desinformada de la superioridad genérica de la regulación con incentivos poderosos sobre la regulación con incentivos de baja intensidad ignora el problema fundamental de las industrias compuestas por activos específicos, relacionadas verticalmente y en las cuáles el progreso técnico es limitado (a diferencia, por ejemplo, de las tecnologías de información): la posibilidad de que activos específicos pierdan su valor. La pérdida de valor puede provenir de tres fuentes: (i) cambio de las reglas del juego; (ii) materialización del riesgo de demanda; o (iii) comportamiento oportunista de las

contrapartes en las negociaciones bilaterales. La segunda fuente puede “encallar” los activos durante la fase de conversión de una red de transporte radial a una enmallada. La regulación debe definir la estructura de industria y la potencia de los incentivos de acuerdo al nivel de madurez de la industria. Con un número plural de pozos, de operadores de transporte y una red enmallada, la receta {desintegración vertical + techo de precios} sería viable porque los riesgos de mercado y de contraparte se reducen y se pueden gestionar mejor. Pero esa no es la realidad del sector de gas natural en Colombia.

Son conocidos desde hace mucho tiempo (Masten y Crocker 1985) los problemas de adaptación que introducen los contratos bilaterales de gas a largo plazo. Los contratos *take-or-pay* sufren la presión permanente del surgimiento de oportunidades externas para las dos partes del contrato: si el precio de mercado es sistemáticamente más bajo, el comprador tiene el incentivo de interrumpir el contrato; y si el precio de mercado es sistemáticamente más alto, el vendedor tiene el incentivo de interrumpirlo. En caso de que los precios de mercado y los porcentajes de *take* estén adaptados, se mantienen los incentivos a la producción y se minimiza el potencial de rompimiento de contrato. En equilibrio, los porcentajes de *take* están relacionados negativamente con el costo de oportunidad de las reservas de gas. Además, los techos de precios, al reducirse, deberían conducir a un aumento de la obligación de *take*. El potencial de incumplimiento del contrato aumenta cuando el mercado de gas tiene grandes oscilaciones de precios y cantidades, tanto en el corto como el largo plazo. En este caso, las fluctuaciones en los contratos sin adaptación producen ganadores y perdedores crónicos.

El fenómeno de *hold up* (expropiar a la contraparte de una relación bilateral, dentro o fuera de la normativa) es el problema fundamental en las industrias relacionadas verticalmente, como el gas natural. El monopolio bilateral de una relación contractual y la repartición ex post de las rentas de la transacción favorecen el comportamiento oportunista cuando la inversión corresponde a un activo específico y una de las partes tiene “la sartén por el mango”. La existencia de *hold up* conduce a la subinversión (Tirole 1988). La integración vertical puede ayudar a remediar este problema en industrias nacientes (Armstrong, Cowan y Vickers 1994) y/o en condiciones de alto riesgo de expropiación por parte del sector público o de otros privados. En presencia de

costos de transacción asociados a la protección de los derechos de propiedad, *la unidad de análisis es la transacción y no la tecnología.*

La desintegración vertical tiene el riesgo de que un servicio en particular no pueda recuperar sus costos o que sólo se puedan remunerar con costos más altos que los dictados por la eficiencia económica (monopolios naturales). Laffont y Tirole (2000) argumentan que hay que encontrar un nivel óptimo de compartimentalización de actividades, que puede no coincidir con la separación total de actividades. La regulación que se enfoque únicamente en consideraciones de organización industrial (desintegración vertical + incentivos de alta potencia) está ignorando los costos de transacción propios de sectores nacientes y dificulta las inversiones en la etapa de crecimiento del sector. Esto tiene profundas implicaciones en las decisiones regulatorias, cuando se reducen a examinar la existencia de economías de escala para decidir sobre precios y separación de segmentos de industria.

Si se contabilizan los costos de transacción de la cadena del gas natural, puede existir un compromiso intertemporal entre la estructura (integración vertical) que debe aceptarse para minimizar los costos de transacción, por un lado, y las metas de eficiencia de la industria. La desintegración vertical y el cobro por distancia aumentan los costos de transacción y pueden dificultar las inversiones en una industria naciente. La regulación debe considerar como prioridad inicial el crecimiento del sector hasta que haya competencia razonable, *concentrando sus decisiones en la minimización de costos de transacción.*

Cuando el gas de un país no se transa internacionalmente, los precios en boca de pozo se forman por disposición a pagar del usuario doméstico, una vez se han deducido los costos de las redes de transporte y distribución. Estos precios están acotados naturalmente por los precios de los sustitutos. Cuando un país se conecta al mercado internacional, ya sea por gas licuado o por gasoducto internacional, el precio en cada nodo de una red de transporte, ya sea de inyección o de consumo, se debe calcular como el costo que minimice los costos de abastecimiento, usando precios internacionales en los nodos de importación o exportación. Si un país importa gas, el precio en nodo de ingreso debe ser el precio competitivo en el hub de salida más costos de transporte. Si un país exporta gas, el precio en el nodo de exportación se forma por *netback* desde el

nodo internacional de referencia, restando el costo de transporte. Estas son las conocidas reglas de Little-Mirrlees para dar precios eficientes a bienes que antes no se transaban (Brito y Rosellón 2000). Los precios de equilibrio definidos de esta forma tienen la propiedad de aumentar el bienestar de la población porque dan lugar a decisiones sostenibles de inversión y consumo.

Cuando una red de gas tiene estructura de árbol y una única fuente de inyección, el costo marginal de transporte crece con la distancia. Cuando el número de arcos es superior al número de nodos, se dice que la red es enmallada, es decir, existen al menos dos nodos que pueden comunicarse entre sí por diferentes caminos. Un nodo en el que se encuentre localizada una instalación de almacenamiento puede ser alternativamente consumidor o suministrador en diferentes períodos del tiempo.

Antes de aplicar una regla cualquiera de precios hay que examinar la estructura espacial de la demanda y oferta, así como la fase de penetración del gas y el potencial de competencia entre productores. Si la regla de precios de transporte por distancia se aplica a una industria en su fase naciente (cuando otros combustibles y fuentes energéticas ya se han consolidado y con una red en forma de árbol), el resultado será la eficiencia estática del segmento de transporte a costa de fragmentar el mercado en cuencas por productor. Esto contribuye a desincentivar la competencia entre productores, si esta fuera previsible.

Por otra parte, en una red fuertemente enmallada el cobro por distancia no refleja la realidad de los flujos físicos y los precios nodales corresponden a la “primera mejor solución.” La posibilidad de *swaps* físicos conduce a que un incremento de la demanda en un nodo solicitada a un productor distante no necesariamente conlleve a un incremento del volumen transportado en los caminos que conectan a consumidor y productor. Los *swaps* físicos hacen que incluso se pueda reducir el flujo en algunos de los arcos que conforman los caminos que conectan consumidor y productor.

Además de las decisiones sobre integración vertical y horizontal, hay que tomar cinco decisiones sobre la regulación del transporte de gas en régimen de acceso abierto (David y Percebois 2002; IEA 2000):

LA NATURALEZA DE LA TARIFA (de acuerdo al papel de la distancia). Actualmente se usan tres alternativas para definir la naturaleza de las tarifas de transporte en régimen de acceso abierto:

-Precios por distancia o punto a punto. Implican el cobro de un cargo de acceso proporcional a la distancia que separa los nodos de inyección y consumo en la red. Algunos países han introducido un límite a la distancia (200 o 500 Km.) para no penalizar a los consumidores que están localizados muy lejos de los nodos de inyección. Este método minimiza los costos de transporte en redes con estructura de árbol pero es de eficiencia discutible en redes enmalladas, donde la realidad de los flujos de gas no es función de la distancia física. Más fundamentalmente, los cobros por distancia pueden destruir la competencia en producción y crean barreras a la ampliación de la producción para exportación cuando las cuencas geológicamente están lejos de los centros de consumo doméstico y a su vez estos se encuentran lejos de los nodos de exportación.

-Precios de entrada y salida (entry-exit). En este esquema se aplica un cargo en el punto de inyección y otro en el punto de toma de la red de transporte. Es un sistema usado para redes enmalladas que tiende a la recuperación de costos, que colapsa en el cobro por distancia en caso de redes radiales y puede acercarse al sistema ideal de precios nodales debido a la diferenciación de los cobros de acuerdo a los nodos involucrados en la transacción. La mayor dificultad de este sistema ha sido la falta de incentivos para que el operador de red expanda la red cuando es necesario.

-Precios estampilla (postage stamp). Se plantean como una tarifa constante e independiente de la distancia, cobrada generalmente a la entrada a la red. Los precios estampilla implican un subsidio cruzado de los usuarios cercanos al punto de entrada a la red hacia los consumidores que están más distantes de los puntos de producción. El método no invita a la multiplicación de los puntos de entrada y es eficiente para redes pequeñas.

LA POTENCIA DE LOS INCENTIVOS (de acuerdo a la relación entre cargos de acceso y los costos de la red). Existen dos enfoques extremos:

-Precios basados en el costo del servicio (cost-plus). El regulador evalúa la prudencia de las inversiones y costos operacionales de la red de transporte por un período tarifario y determina un nivel de ingresos que le permite al operador una rentabilidad “justa y razonable”, como se usa en los Estados Unidos desde el siglo XIX. El regulador tiene el peso de estimar correctamente los costos y el valor del capital. La

principal crítica a este esquema es que no incentiva la minimización de costos. Los beneficios se reflejan en la disminución de rentas exógenas para el operador y delimitan claramente los derechos de propiedad del inversionista.

-Techo de precios. El regulador fija niveles máximos de precios que se mantienen fijos durante el período tarifario, desvinculados de la evolución de los costos pero reconociendo los efectos por inflación e imponiendo un factor de ganancias de productividad. Si el regulador desconoce los niveles de costos puede imponer un techo muy alto, en cuyo caso el operador obtiene rentas, o muy bajo, con lo cual puede amenazar la sostenibilidad financiera del operador. Este es el sistema usado por el Reino Unido a partir de 1994. Un parámetro crucial es el volumen de gas que pasará por el gasoducto durante el período tarifario. En el Reino Unido se introdujo un sistema híbrido de techos de precios, compuesto por un techo de precios para la tarifa y un techo de ingresos totales, de la siguiente forma. En un año cualquiera, el precio de la firma regulada tiene un techo formado por el promedio ponderado del techo de precio a la tarifa y el techo de precio implícito de los ingresos regulados máximos para un volumen estimado por el regulador. La imposición de un techo a los ingresos del transportador no lo incentiva a desarrollar su actividad porque, en la medida en que una parte de sus ingresos esté limitada, no le interesa aumentar el volumen transportado. En la fórmula implantada en el Reino Unido, parte de los incentivos a aumentar el volumen transportado se reintroducen a través de un mecanismo de ajuste del techo de precios, de acuerdo a la diferencia entre el gas estimado y realmente transportado.

LA PROPORCIÓN ENTRE CARGOS FIJOS Y VARIABLES. Es usual que en las redes de transporte de gas los cargos fijos sean entre el 80% y el 90% del total de la tarifa, y que los cargos variables oscilen entre el 10% y el 20%. Es natural observar tarifas binomiales con una parte fija dependiente de la capacidad contratada y una componente variable dependiente del volumen transportado. En el sistema de precios usado por Gas de Francia, que usa un sistema de regulación por cost-plus, se usan tres parámetros: la capacidad máxima reservada en la red, la cantidad anual de gas transportada y la distancia que separa los nodos de inyección y de consumo, llegando al final a una proporción de 80% por capacidad y 20% en volumen. En el Reino Unido, en contraste, se asigna el 65% a capacidad y 35% al volumen. La componente de capacidad se distribuye entre una parte de inyección, pagadera mensualmente (sobre la base de la máxima capacidad diaria en cada mes, que se actualiza con subastas) y otra parte de

toma de carga anualizada, basada en el volumen de la demanda máxima). La parte volumétrica se aplica a los volúmenes tomados de la red y es independiente de la distancia. Existe además un mercado de balanceo de gas en el Punto Nacional de Balanceo (National Balancing Point).

En los Estados Unidos, la proporción entre fijos y variables ha sufrido muchos cambios. La Orden FERC 636 de 1992 ordenó a los transportadores calcular sus tarifas de acuerdo al método “directo” (Straight Fixed Variable, SFV) que requería que el 100% de los costos fijos se recuperara por medio de la componente fija. Los usuarios interrumpibles (que no reservan capacidad) no están obligados al pago de capacidad. Todos los costos variables se recuperaban mediante cargos proporcionales al volumen transportado. El método SFV reemplazó al anterior método modificado (Modified Fixed Variable, MFV) que llegaba a una combinación de 87% de cargo por capacidad y 13% de componente volumétrica para la recuperación de costos fijos. El método MFV, a su vez, había reducido las distorsiones del Método Unido (United Method) aplicado entre 1973 y 1989, mediante el cual se recuperaba el 25% de los costos fijos mediante un cargo de reserva y el 75% a través de un cargo volumétrico (los costos variables se cargaban totalmente al cargo volumétrico).

Cuando se recupera la mayoría de los costos fijos a través de las componentes variables se penaliza a los consumidores que tienen un factor de carga alto (industria) y se favorece a los pequeños consumidores, que tienen una alta demanda pico y un bajo consumo relativo. El método SFV, mediante el cual se recuperaba el 100% de los costos de inversión a través de la componente fija, subió los costos de transporte a los usuarios con bajo factor de carga. Por ejemplo, los empacadores con una demanda estacional alta están obligados a reservar capacidad equivalente a la máxima demanda que van a atender, que se usará por períodos muy cortos. Por el contrario, los consumidores o empacadores con factores de carga altos ven una reducción de sus costos de transporte.

RÉGIMEN DE ACCESO. Las tarifas de acceso abierto dependen del régimen de acceso (negociado o regulado). Un reto de las tarifas negociadas es evitar o minimizar la discriminación entre consumidores para que las tarifas reflejen los costos. Como lo muestra la experiencia del Reino Unido, en presencia de un operador monopolístico y aún en presencia de autoridades de defensa de la competencia con tradición y

reputación, el ejercicio de poder de mercado tiende a materializarse. Con acceso regulado, el esfuerzo regulatorio aumenta y la implantación eficiente no es evidente.

PUBLICIDAD. La experiencia de mercados liberalizados de gas es que la transparencia del mercado, es decir, el acceso a información suficiente, abierta y oportuna reduce los costos de transacción y favorece el desarrollo del mercado. Por ejemplo, cuando el acceso abierto se implantó en Estados Unidos, la información sobre disponibilidad de capacidad no era común ni comparable entre diferentes compañías que ofrecían servicios de transporte. La industria norteamericana del gas ha hecho esfuerzos por superar este problema con la creación del Gas Industry Standards Board (GISB). FERC ha sido más proactiva en el sector eléctrico al crear las reglas de tipo “oasis”.

7.3. El sector y la regulación de gas natural en Colombia

Estructura de industria

Existen dos submercados, cada uno con un productor y un transportador preponderantes. Los dos grandes *productores* se encuentran en los Llanos Orientales (gas asociado al petróleo en los pozos de Cusiana y Cupiagua; BP-Total y ECOPETROL) y en la Guajira (Ballenas y Chuchupa; Chevron y ECOPETROL). Estos productores suministran aproximadamente el 90.1% del total nacional. A su vez, la Guajira produce el 80% del total, pero su producción está declinando (en el año 2015 podría producir sólo el 60% de su nivel actual). El gas de la Guajira surte básicamente al mercado de la Costa Atlántica y el gas de los Llanos Orientales surte el mercado del interior del país. Hay un único *punto de arbitraje* de los dos submercados, situado alrededor de Vasconia, en la región del Magdalena Medio.

La red troncal de *transporte* de gas tiene como actores centrales a Transportadora de Gas del Interior (TGI; llamada ECOGAS hasta su venta en 2007 a EEB) y Promigas, empresa que opera los gasoductos de la Costa Atlántica (ver Tabla 1). Los 6 transportadores restantes son ramales de la red troncal. Antes de la reforma sectorial de 199, la expansión de la red transporte se realizó a partir de una planeación centralizada y ejecutada con inversiones públicas (ECOPETROL). El mayor período de expansión de la red de transporte ocurrió especialmente durante los años 80 y los 90.

Tabla 1.
Transportadores de gas natural (2005)

FIRMA	KM DE GASODUCTO	VOLUMEN TRANSPORTADO (MPCD)
Promigas	575	319.6
TGI (Ecogas en esta fecha)	2,451	270.8
Otros transportadores (6 más)	751	129.9
Total	3,837	720.3

Fuente: UPME (2007a).

En la actualidad existen alrededor de 30 *distribuidores* de gas natural, entre operadores con exclusividad y sin exclusividad. Estos llegan a 416 municipios del país y 4.4 millones de usuarios, principalmente pertenecientes al sector residencial (98.4%), y 1.57% correspondiente a sector comercial e industrial (UPME 2008). Del total de usuarios atendidos, el 70% son de ingresos bajos (estratos 2 y 3). Este nivel de cobertura en los grupos de ingresos bajos se explica por el *Plan de Masificación del Gas Natural* (política de subsidios cruzados). Las 4 mayores empresas de distribución son Gas Natural Bogotá, Gases del Caribe, Gases de Occidente y Surtidora de Gases del Caribe. Estas firmas contienen el 66% del total de consumidores residenciales y el 69% de los no residenciales.

La regulación del gas natural en Colombia: decisiones y consecuencias

El estilo regulatorio para el gas natural de Colombia adoptó, con numerosas complicaciones adicionales, el esquema recién implantado en el Reino Unido a los servicios públicos en general, en parte inspirado por el abuso flagrante del monopolio verticalmente integrado de British Gas a comienzos de la década de los noventa.

En ese momento el gas no tenía perspectiva de ser transable, sólo existía un submercado establecido (en la Costa Atlántica), el alcance de la red de transporte era muy reducido y no había potencial de competencia vigorosa en los diferentes segmentos del negocio, aunque sí de crecimiento del consumo. El marco de negocios de los hidrocarburos estaba dominado en ese momento por la presencia de un monopolio público (ECOPETROL) con jurisdicción sobre la gestión del recurso. La entrada a ampliar la base del recurso obligaba a los

contratos de asociación de los privados con el estado. Resumiendo apretadamente las decisiones regulatorias tomadas en este entorno institucional restringido y sin la presencia de un mercado como tal, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) determinó límites fuertes a la integración vertical y horizontal (con excepciones que preservaron integraciones históricas en la Costa Atlántica),⁴ el uso de un sistema inicialmente concebido como techo de precios (“Cargos Regulados Máximos” para inversión y análisis de frontera eficiente para gastos AOM) pero más complicado y riesgoso; para transporte y distribución. El precio en boca de pozo quedó definido por el *netback* contra combustibles sustitutos en el caso de pozos desregulados, o limitado por un techo de precios en el caso de los pozos regulados. Para la expansión del mercado, se utilizaron contratos de Áreas de Servicio Exclusivo y áreas no exclusivas adjudicadas mediante licitación. Los subsidios cruzados en el sector residencial y el bajo precio para los vehículos que se usaron para fomentar el consumo se convierten en barreras a la sostenibilidad del sector pues no son suficientes para atraer un alto número de inversionistas en exploración.

El esfuerzo se concentró en proponer una estructura industrial desintegrada. Se trataron de manera residual los riesgos y costos de transacción propios del negocio de un mercado naciente. Las decisiones regulatorias de CREG suponían implícitamente que: (i) el aspecto principal de la integración vertical es el potencial de abuso de posición dominante y no su potencial de usarse para disminuir costos de transacción entre segmentos de negocio; (ii) las firmas del sector de gas pueden gestionar todos los riesgos diversificables y por tanto son neutrales al riesgo, cuando en la realidad sólo se ofrecen dos tipos de instrumento (take-or-pay e interrumpibles) y las firmas no están ampliamente diversificadas geográficamente; (iii) la regulación de una industria no depende del número de agentes, ni de su nivel de desarrollo, ni de la estructura de la red de transporte y se debe concentrar en la eliminación de rentas.

Estas decisiones iniciales han evolucionado en detalle, con las siguientes consecuencias y características:

4

La Resolución CREG 057 de 1996 prohíbe al transportador desarrollar actividades en producción, comercialización y distribución (exceptuando parcialmente a empresas que estaban integradas antes de la entrada en vigencia de la Ley 142 de 1994). También limita la participación accionaria del productor hasta el 25% del capital social de firmas de generación eléctrica. La Resolución CREG 071 de 1998 impone límites al tamaño de las firmas en distribución y comercialización.

Sobre-especificación y uso problemático del mecanismo de techo de precios. Se usan simultáneamente: acotamiento por uso de métodos de eficiencia comparativa (Data Envelopment Analysis, DEA) para los gastos AOM para transporte y distribución; Unidades Constructivas y factores de productividad X en distribución; y factores de utilización eficiente de los activos de transporte (50% para troncal, 40% para ramales). En este último caso se pone en riesgo la remuneración por motivos que pueden estar por fuera de control del transportador. La aplicación de DEA con un número reducido de firmas heterogéneas tanto en transporte como en distribución es problemático.

Discrecionalidad regulatoria. No se justifican suficientemente los parámetros que afectan la remuneración, tales como los niveles apropiados de endeudamiento; existe además la posibilidad de revisiones tarifarias antes de la vigencia, como lo habilita la Resolución 045 de 2002.

Persistencia de tratamientos idiosincrásicos. Hay derechos adquiridos que permiten la integración vertical en algunas firmas, con lo cual se reducen sus costos de transacción en comparación con las firmas que no tienen tales derechos.

Problemas de contabilidad regulatoria. Los métodos de valoración de activos son dependientes de la firma; hay confusión entre vida contable y vida económica útil, complicada además por uso de “costo de oportunidad” para valorar activos después de agotada la vida contable; se desconocen las edades y necesidades de reposición en el momento de iniciar la regulación, que golpea a redes antiguas que no fueron bien mantenidas antes de la introducción de las Leyes 142 y 143; se discrimina el costo promedio del capital para inversiones históricas y previstas, cuando los activos valen por su valor prospectivo.

Desincentivos al consumo industrial derivados de la regulación en distribución. La regulación por canasta con techos y pisos reduce los grados de libertad del distribuidor, encarece el costo del combustible a la industria e incentiva el cambio a otros combustibles; con lo cual se disminuye la utilización del transporte.

Dificultad de entender el esquema regulatorio sin conocer los accidentes subyacentes. Un experto internacional en gas natural que no conozca el sector en Colombia está en problemas para encontrar un hilo conductor y una secuencia consistentes de prácticas regulatorias, además porque muchas de ellas no se aplican generalizadamente en otros países. El esquema no tiende a su simplificación, sino a la superposición de capas de decisiones.

A su vez, la evolución del esquema regulatorio arroja el siguiente balance de resultados de comportamiento y problemas:

DOS MERCADOS CON UN TRANSPORTADOR Y UN PRODUCTOR PREDOMINANTE EN CADA UNO. La fragmentación reduce las oportunidades de negocio y diversificación de todas las firmas al enfrentar menos contrapartes y menores volúmenes de transacción.

ALTOS COSTOS DE TRANSACCIÓN Y VENTAJAS DE SEGUNDA MOVIDA EN NEGOCIACIONES BILATERALES. La expansión del tipo “contract carriage” no es controversial en el sector de transporte de gas natural. Sin embargo, este método da ventaja de negociación al transportador en sus relaciones con productores y distribuidores, especialmente cuando es un monopolio regional. Los transportadores reaccionan a peticiones de otros agentes y tienen por tanto *la ventaja de la segunda movida*, lo que favorece el potencial de *hold up*. Las ventajas de disponer de la segunda jugada facilitan la renegociación de una transacción bilateral, el sabotaje a los intentos de compra competitiva de gas, el traslado ex post de riesgos que el regulador ha asignado ex ante a otros segmentos de la cadena, la manipulación de vigencias contractuales, la negativa a ofrecer ciertas modalidades contractuales, etc.

LIMITACIONES EN LA INFORMACIÓN. Las firmas se enfrentan con grandes vacíos de información sobre las tendencias del sector y las condiciones del mercado en el corto plazo, con lo cual la fricción entre agentes aumenta. Se facilita además el ejercicio del poder de mercado y la captura de rentas por información asimétrica.

INCERTIDUMBRE REGULATORIA ADICIONAL. Si bien los transportadores tienen ventajas en la actual estructura de mercado y reglas de transacción, corren al tiempo el riesgo de que sus inversiones se conviertan en *activos encallados* (“stranded assets”) en caso de aparición de nuevos pozos de producción que reduzcan la necesidad de transporte. Este riesgo se transfiere “back to back” a lo largo de la cadena, con contratos inflexibles (“take-or-pay”), al costo de reducir la competitividad del gas en la industria y en la generación eléctrica. Las dificultades de gestión de riesgo en el downstream hacen que las firmas sean adversas al riesgo y necesiten, para respetar sus restricciones de participación en el mercado, algún nivel de aseguramiento de ingresos, que podría implantarse mediante una regulación de tasa de retorno.

IMPLICACIONES SOBRE CONDUCTA E INCENTIVOS. La evidencia casual sugiere que el sector de gas se ha convertido en un universo redistributivo entre negocios, con alta desconfianza y poco atractivo para la inversión. La ausencia de apelación a la autoridad de defensa de la competencia sugiere que no se esperarían beneficios netos al invocarla.

BAJOS PRECIOS EN UN BIEN PROGRESIVAMENTE TRANSABLE. Los precios bajos con relación a la paridad energética con bienes sustitutos transables y las restricciones al comercio internacional del gas natural, reducirán el alcance de la inversión privada a desarrollos marginales que sean consistentes con el nivel de costos hundidos por las firmas existentes. Las canastas de precios con techos y pisos pueden precipitar la migración de grandes consumidores a otros combustibles.

7.4. Oportunidades y retos para dinamizar la inversión y garantizar el abastecimiento de gas natural: el papel de la política energética

Ante los problemas percibidos y reales de (des)abastecimiento que enfrenta el sector de gas natural en el corto plazo, la mayoría de los diagnósticos y análisis tratan de explicar los problemas y cuellos de botella como consecuencias de la regulación económica. Sin embargo, la regulación del gas natural en Colombia, con todas sus limitaciones, no es el cuello de botella para el crecimiento de la producción. La restricción activa para el aumento de reservas está en los actuales mensajes de política energética del país. Esta política tiene dos aspectos: los incentivos de los contratos de exploración (que son positivos, pero insuficientes); y las decisiones sobre precios, restricciones al consumo doméstico y transabilidad del gas natural. Esto no implica que la regulación no necesite replanteamientos. Una vez que las restricciones de abastecimiento se hayan removido, la regulación y las autoridades de defensa de la competencia deberán afilar su batería de instrumentos para garantizar un clima competitivo y mayores inversiones en el downstream.

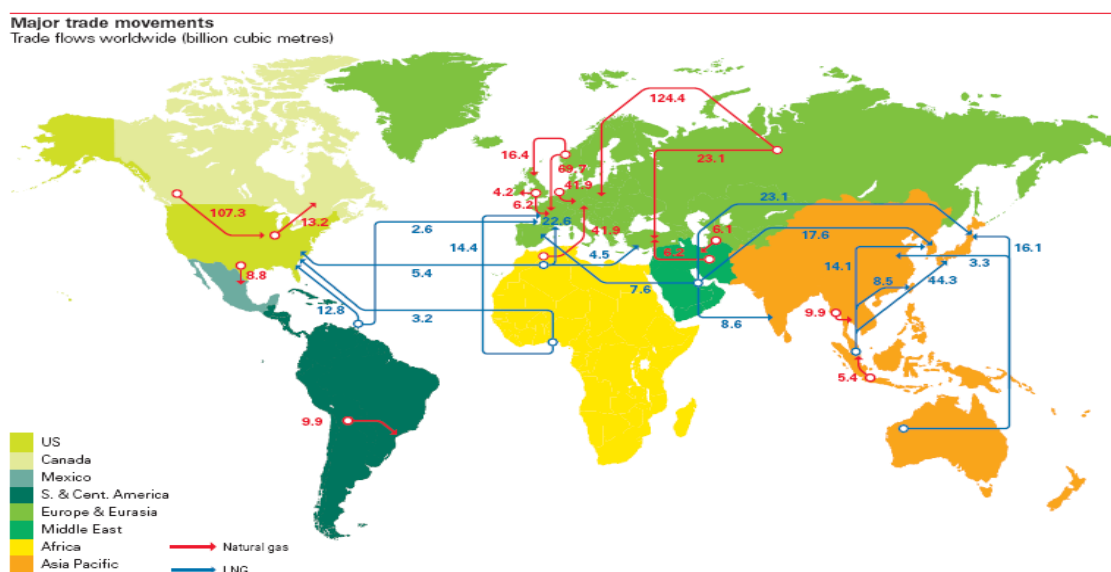
Los factores prospectivos que influyen en el aumento de reservas de gas natural son:

FACTOR 1: EL COMERCIO INTERNACIONAL DEL GAS NATURAL ESTÁ CRECIENDO. El consumo mundial de gas natural más que se duplicará en los próximos 30 años. El gas natural pasará del 23% al 28% de la demanda total de energía primaria en el año 2030. El gas natural podría desplazar al carbón como segunda fuente energética mundial, y al petróleo de su primer lugar en algunos países desarrollados. La producción de gas natural en Europa y

Estados Unidos es insuficiente para atender su demanda. El 91.2% de las reservas probadas están por fuera del mercado de los países de la OECD.

La Figura 1 refleja las asimetrías geográficas entre oferta y demanda global, mostrando el estado actual de las exportaciones de gas por gasoducto (rojo) y por barco (azul), como gas licuado (LNG). Las cifras están en BCM (billones americanos de metros cúbicos) anuales. Como referente, Colombia produjo 7.7 BCM en el año 2007 (British Petroleum 2008), todos para el consumo doméstico, mientras que Trinidad y Tobago exportó 12.8 BCM al mercado norteamericano ese mismo año.

Figura 1.
Comercio internacional de gas durante 2007



Fuente: BP (2008).

La Figura 2 presenta en detalle las cifras para el comercio de LNG en 2007. Nótese el amplio alcance geográfico del gas de Trinidad y Tobago, producto que llega incluso a los distantes mercados asiáticos de India, Japón y Corea del Sur.

Es claro que el mundo avanza hacia la creación de un mercado mundial de gas. Los informes de PriceWaterhouseCoopers (2006), Díaz (2004) y Hartley y Medlock (2007) entre otros, identifican tendencias que apuntalan el crecimiento sostenido de la demanda del gas natural y de las exportaciones de este energético. Se están logrando economías de escala cada vez más altas en transporte de LNG (con barcos que pueden llevar hasta 240,000 m3) y en las instalaciones de compresión y descompresión, lo cual disminuye el peso de la

distancia en la formación de precios finales. Esto implicará una convergencia de precios de los mercados regionales.

Figura 2
Comercio internacional de gas licuado en 2007

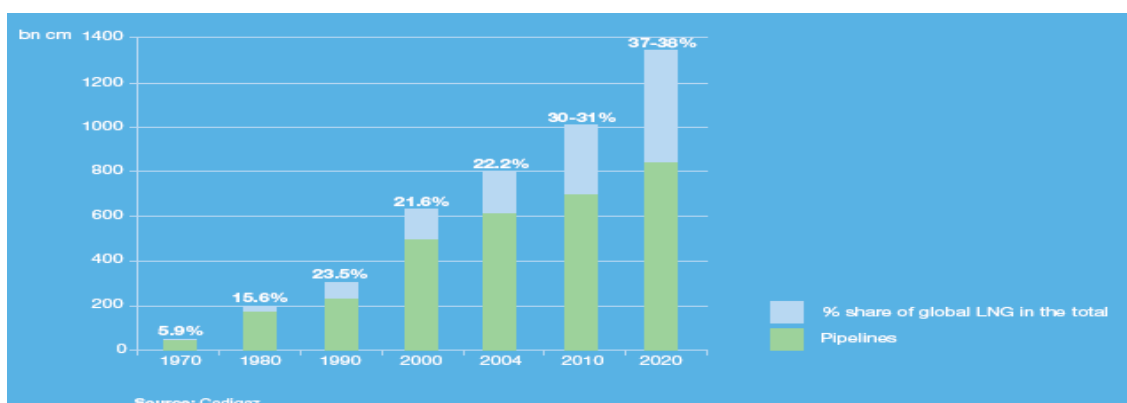
Trade movements 2007 – liquefied natural gas															
Billion cubic metres															
To	From														Total imports
	US	Trinidad & Tobago	Norway	Oman	Qatar	UAE	Algeria	Egypt	Equatorial Guinea	Libya	Nigeria	Australia	Brunei	Indonesia	
North America															
US	-	12.76	-	-	0.52	-	2.11	3.24	0.50	-	2.69	-	-	-	-
Mexico	-	0.62	-	-	-	-	-	0.99	-	-	0.56	-	-	-	-
S. & Cent. America															
Dominican Republic	-	0.36	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Rico	-	0.74	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Europe															
Belgium	-	0.07	-	-	2.75	-	0.35	-	-	-	-	-	-	-	-
France	-	0.06	0.07	-	-	-	7.85	1.21	-	-	3.78	-	-	-	-
Greece	-	-	-	-	-	-	0.50	0.31	-	-	-	-	-	-	-
Italy	-	-	-	-	-	-	2.43	-	-	-	-	-	-	-	-
Portugal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.31	-	-	-	-
Spain	-	2.09	0.07	0.12	4.45	-	4.32	4.04	-	0.76	8.33	-	-	-	-
Turkey	-	0.06	-	-	-	-	4.45	0.08	-	-	1.42	-	-	-	-
United Kingdom	-	0.39	-	-	0.27	-	0.64	0.16	-	-	-	-	-	-	-
Asia Pacific															
China	-	-	-	0.07	-	-	0.42	-	-	-	0.08	3.30	-	-	-
India	-	0.21	-	0.21	8.27	0.07	0.44	0.07	-	-	0.64	-	-	-	0.07
Japan	1.18	0.57	-	4.81	10.67	7.41	0.78	1.62	0.36	-	0.88	16.05	8.57	18.07	17.65
South Korea	-	0.22	-	6.74	10.79	0.07	0.24	1.48	-	-	0.24	0.56	0.78	5.12	8.15
Taiwan	-	-	-	0.21	0.57	-	0.14	0.41	0.56	-	0.23	0.33	-	4.55	3.92
TOTAL EXPORTS	1.18	18.15	0.14	12.17	38.48	7.55	24.67	13.61	1.42	0.76	21.16	20.24	9.35	27.74	29.79

Source: Cedigaz (provisional).

Fuente: BP (2008).

Se espera que el mercado de LNG se duplique entre 2005 y 2010. En el año 2020, el LNG representará el 37-38% de la oferta transable de gas. La Figura 3 muestra la progresiva penetración del LNG dentro del volumen transado mundialmente.

Figura 3
Crecimiento del gas natural transado internacionalmente

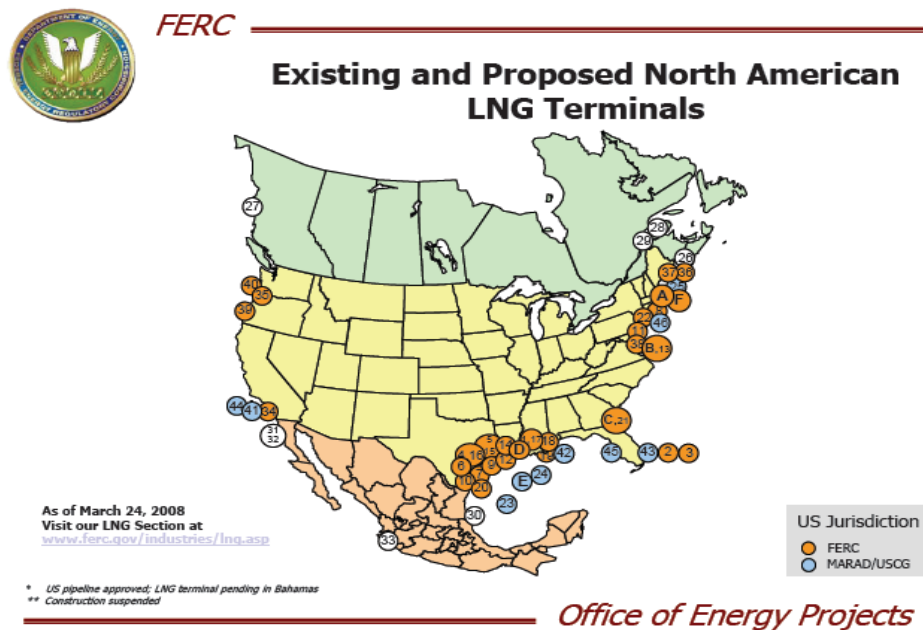


Fuente: PriceWaterhouseCoopers (2006).

FACTOR 2. COLOMBIA TIENE OPORTUNIDADES VISIBLES DE EXPORTACIÓN A NORTEAMÉRICA. Los desarrollos del gas natural licuado proveen la posibilidad de conexión al mercado mundial. Si Colombia se convirtiera en un país exportador de LNG, su mercado natural sería el norteamericano, donde, para marzo de 2008, existen 6 terminales de LNG construidos, 33 aprobados y 13 más propuestos (total: 52; ver Figura 4).

Se proyecta que el mercado de los Estados Unidos importará más de 4 TCF/año (trillones americanos de pies cúbicos anuales) de LNG ultramarino a partir del 2025 (Figura 5), aunque hay comentaristas que afirman que la gran cantidad de *shale gas* de los Estados Unidos puede disminuir tales proyecciones.

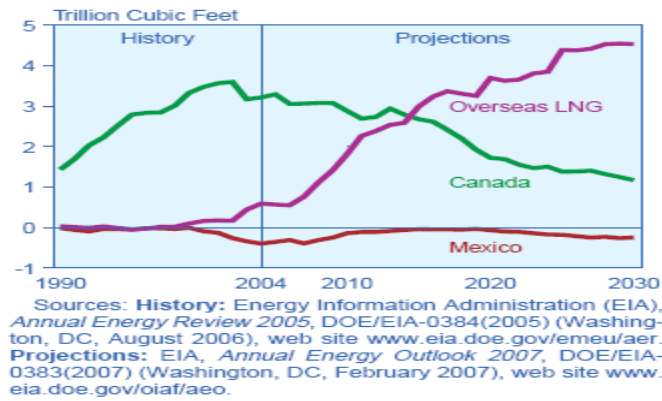
Figura 4
Terminales del LNG propuestos y existentes en Norteamérica



Fuente: FERC (2008).

Figura 5

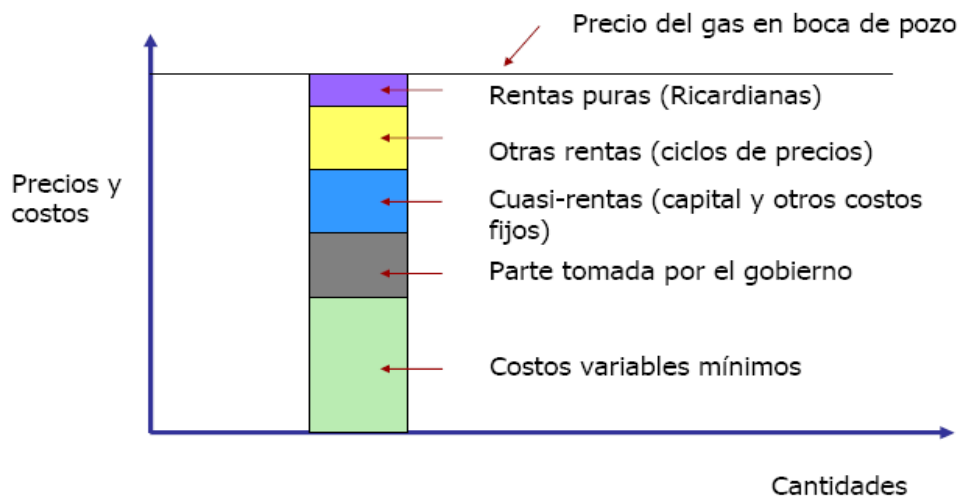
Importaciones de gas natural de Estados Unidos 1990 - 2030



FACTOR 3. PAPEL DE LAS RENTAS DEL RECURSO EN LAS DECISIONES DE INVERSIÓN. Las inversiones internacionales en exploración/producción se priorizarán por el valor esperado del porcentaje y/o volumen de rentas Ricardianas apropiables por los inversionistas privados.⁵ (Figura 6).

Figura 6

Rentas Ricardianas en gas natural



Fuente: Adaptación de Otto et al. (2006).

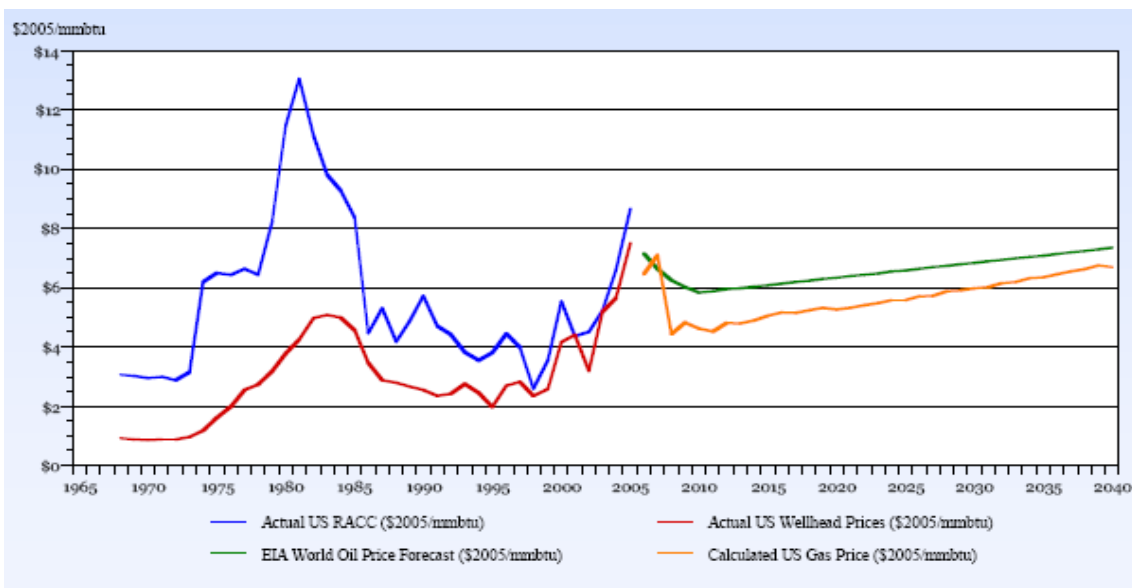
5

Ingresos que deben ser netos de costos de expropiación y de transacción causados por las acciones discretionales de los estados soberanos o por otros agentes de la cadena de valor.

Hay que recordar que las rentas económicas son la diferencia entre el precio recibido y el precio que se debería haber pagado por haberlo producido. Las rentas Ricardianas son la fracción de las rentas económicas explicada por los diferenciales en el costo de extracción entre diferentes pozos. Por otra parte, las rentas de *escasez* son de otro tipo: se producen por exceso de demanda. Como se discutirá en el Factor 6, las medidas para administrar la escasez por cuotas prolongan la naturaleza temporal del problema y disminuyen el bienestar de los consumidores al subir el precio promedio del gas. La restricción al recibo irrestricto de ambos tipos de rentas por parte del productor implica sobrecostos sociales y menos nivel de inversiones en exploración y producción.

Figura 7

Pronósticos de precios del petróleo y del gas natural en Estados Unidos



Fuente: Hartley y Medlock (2007).

FACTOR 4. PAPEL DE LA FORMACIÓN DE PRECIOS. Los nuevos recursos de gas que se descubran incorporarán la opción de venta a costo de oportunidad (precio competitivo en *hub* afectado por el costo de transporte). El costo de oportunidad del gas natural se elevaría, siguiendo la dinámica del precio del petróleo, como sugiere la Figura 7. Esta proyección conservadora refleja la formación de precios en Europa (indexado al precio del petróleo) y no en Estados Unidos (formación competitiva).

Este pronóstico conservador sugiere que el precio en boca de pozo en Estados Unidos tendría una tendencia creciente, pudiendo alcanzar USD 6/MMBTU (2005) en el año 2030, con un spread cada vez más reducido con respecto al precio equivalente del petróleo.

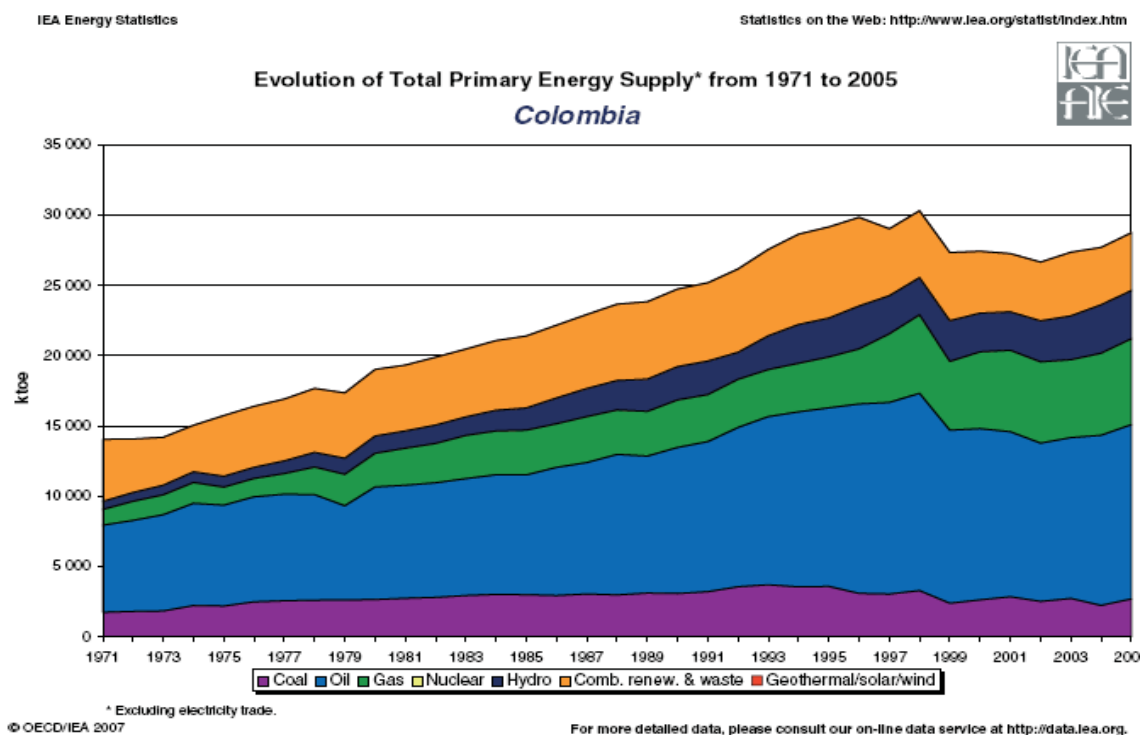
FACTOR 5. CRECIMIENTO DE LA OFERTA DOMÉSTICA INDUCIDO POR AUMENTO DE LAS EXPORTACIONES. El reconocimiento del costo de oportunidad a los productores y la inserción sin restricciones en los mercados internacionales de gas ampliará las reservas de gas en países con potencial geológico atractivo y facilitará su monetización; o permitirá las importaciones necesarias para el abastecimiento doméstico. En el primer caso, el crecimiento de la producción para exportación aumentará al tiempo (“por arrastre”) la oferta doméstica en países que no han logrado dinamizarla por alguna(s) de las siguientes 3 condiciones: (i) consumo industrial energético bajo y generación eléctrica dominada por otros energéticos; (ii) ausencia de estaciones e ingreso per cápita bajo, que reducen tanto las cantidades demandadas como la disposición a pagar del consumo residencial; (iii) precios relativos de los energéticos distorsionados.

FACTOR 6: CONSECUENCIAS DE RESTRICCIONES AL DESARROLLO DEL GAS. La situación de multipolaridad de poderes mundiales, que se explica en parte por el crecimiento económico de países emergentes de gran tamaño, redundará en mayor demanda global de energía en todas sus formas. Una política de inserción en los mercados internacionales de gas natural traerá beneficios económicos a Colombia y aumentará la capacidad de negociación internacional del país, tanto en la arena de la energía como en la arena geopolítica. La restricción al uso y desarrollo del gas natural aumentaría el costo del abastecimiento energético doméstico y frenaría los ingresos por regalías.

Los energéticos transables a nivel internacional, carbón y petróleo en el caso colombiano, son aproximadamente la mitad de la producción primaria de energía de Colombia, como lo ilustra la Figura 8.

Figura 8

Producción primaria de energía en Colombia entre 1971 y 2005



Fuente: IEA (2007).

Ese porcentaje de energéticos transables podría subir sustancialmente con una política agresiva de hacer realidad el escenario de “abundancia” de gas planteado por la UPME (2007a; p.46-49), en el cual se podrían pasar de los 4.41 TPC (trillones americanos de pies cúbicos) de reservas probadas en 2007 (British Petroleum 2008), a incorporar y desarrollar 34.4 TPC de reservas en un plazo de 20 años, con inversiones de alrededor de USD 16,900 miles de millones (2007). Esta meta duplica las metas cuantitativas del Plan 2019, recogidas por el Plan Energético Nacional 2006-2025 (UPME 2007b): añadir 17 TPC de reservas de gas natural. Las metas del Plan 2019 pueden resultar pequeñas para lograr la escala suficiente de reservas exportables que remunerarían los costos de las instalaciones de compresión en la Costa Atlántica. Sólo con reservas masivas se viabilizaría “la necesidad de estructurar proyectos que inserten a Colombia dentro del mercado mundial de bienes primarios como el carbón y el gas natural”, dentro de la visión de Colombia como Cluster Regional Energético que se contempla en el Plan 2019.

Las autoridades sectoriales de Colombia han expresado que no debe estimularse el consumo de gas natural para generación eléctrica y que debe continuarse su uso y la política de

precios acostumbrada en los sectores de consumo favorecidos por el Programa de Masificación del Gas Natural durante eventos de escasez. Por otra parte, el Decreto 2687 de 2008 del Ministerio de Minas y Energía sobre abastecimiento nacional del gas natural reacciona ante el exceso de demanda con medidas de priorización del consumo nacional (Artículo 3 para gas de Agentes y Artículo 4 para el Gas de Propiedad del Estado), privilegiando a su vez el consumo de los usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en las redes de distribución (Artículo 6, Parágrafo 2; y Artículo 8). En los eventos de escasez, se prevé la posible interrupción de las exportaciones firmes, con un pago de “costo de oportunidad” al Agente Exportador (Artículo 3). El Artículo 6 (Parágrafo 3) limita las posibilidades de firmar contratos de exportación a los Agentes que tengan producción disponible para ofertar en firme. El Artículo 8 determina el orden de asignación de la producción disponible para ofertar en campos con precios máximos regulados. El Artículo 12 asigna a la UPME la tarea de elaborar planes decenales de suministro y transporte de gas natural. El Artículo 13 confirma que sólo se podrán efectuar exportaciones de reservas probadas cuando la relación R/P se mayor a 7 años. El cálculo de la relación R/P en este decreto es problemático porque incluye las importaciones como reservas y no considera las proyecciones de demanda. Por otra parte, se limita la venta en el mercado secundario al precio de compra, lo cual impide la recuperación de los costos de comercialización y la asignación eficiente de recursos de acuerdo a las condiciones del mercado.

La expectativa de materialización del Fenómeno del Niño en 2009 ha aumentado la generación a gas natural y reducido el margen disponible para uso residencial, industrial y transporte vehicular. Se han producido racionamientos de gas en algunos sectores y regiones del país. Algunos distribuidores de gas natural han contratado la mayor parte de su demanda mediante la modalidad interrumpible, cuando muchos de los consumidores industriales y generadores necesitan y están dispuestos a pagar por energía firme. Con independencia de que algunos distribuidores hayan decidido no comprar gas en firme para surtir a sus clientes, o que no hayan podido hacerlo, la actual crisis del sector de gas natural evidencia que (i) la demanda ha crecido muy rápido debido a que los precios del gas no reflejan su costo de oportunidad y se han mantenido ineficientemente bajos; (ii) la oferta no ha crecido a la misma velocidad que la demanda a pesar de que los contratos ofrecidos por la ANH tienen una lógica superior a los contratos previos de asociación con el sector público y a pesar de que se han firmado numerosos contratos de exploración (59 durante 2008), pero todavía insuficientes para reducir el atraso exploratorio histórico. Esto es similar en

resultados a lo sucedido en Argentina durante la presente década. En ese país, como en Colombia, los precios bajos dispararon el consumo y no atrajeron inversiones suficientes para aumentar la relación R/P sustancialmente. Si Colombia desea que el gas natural sea un combustible sostenible, debe prepararse a que los precios reflejen su costo de oportunidad y a que el abastecimiento pueda venir de las importaciones. Esto requiere una nueva visión enfocada en insertarse en los mercados internacionales.

La Resolución 18-1654 del 29 de septiembre de 2009 establece que, bajo condiciones de racionamiento programado, se debe priorizar el consumo doméstico sobre las exportaciones y que la prioridad de usos debe darse en el siguiente orden: instalaciones compresoras de gas (para bombeo de todo del suministro); consumo residencial y pequeños usuarios comerciales; generación eléctrica para consumo doméstico; comercializadores de gas natural vehicular; y, residualmente, exportaciones y generación eléctrica para exportaciones.

Estas decisiones de racionamiento por cantidades tomadas en el último año son problemáticas en varios sentidos:

- Se ahuyenta a los grandes consumidores (incluyendo a los generadores eléctricos). Algunos de estos grandes consumidores ya hacen planes de reconversión a otros combustibles o están volviendo al carbón. De hecho, en la subasta por el Cargo por Confiabilidad de mayo de 2008, mediante la cual se define la entrada de nuevos agentes y la remuneración por generar en eventos de escasez, no ingresaron generadores a gas.
- A cambio de realizar subastas para descubrir el valor del bien escaso y asignarlo de acuerdo a tal parámetro objetivo, se confirma un nivel de remuneración no competitivo de la nueva producción, contradiciendo en la práctica las intenciones de los contratos de exploración y desincentivando la inversión privada en el upstream.
- La administración del exceso de oferta por cuotas frena la velocidad de la inversión en producción de gas y perjudica a los consumidores. Los inversionistas orientados a la exportación no podrán ofrecer contratos en firme, lo que reducirá su apetito por invertir en el sector de gas natural en Colombia.

Estas decisiones sobre abastecimiento de gas se quedan cortas como política para promover el aumento de reservas. Con un mercado doméstico de baja disposición a pagar, la única posibilidad de aumentar la base del recurso es mediante la apertura al comercio exterior del gas, ya sea importando o impulsando agresivamente la exploración con los incentivos del

caso, reduciendo drásticamente las restricciones para exportar. Los planes indicativos en gas natural a cargo del estado son bienvenidos, pero más fructífero que su elaboración es la coordinación de expectativas de todas las partes interesadas mediante eventos periódicos, como se propone en la siguiente sección.

FACTOR 7. PAPEL DE LOS CONTRATOS DE EXPLORACIÓN. La creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) es un positivo paso para dinamizar los hallazgos y sus contratos tienen incentivos fiscales razonables. Estos contratos modernos se tropiezan con tres factores de contexto para atraer exploración en gran escala: el escaso tamaño del mercado local, las dificultades para exportar y la ausencia de precios atractivos. Surtirán efecto si se liberaliza la política de exportaciones y se eliminan los techos de precios. De lo contrario, la profecía del desabastecimiento de gas natural se cumplirá porque las fuerzas del mercado están impedidas para corregir el exceso de demanda.

Muchos de los países están migrando hacia el uso de contratos de producción compartida (*production-sharing contracts*) como nuevo modelo de acuerdo para la explorar y producir hidrocarburos. Estos acuerdos resuelven en parte los problemas de selección adversa y riesgo moral que se presentan en países institucionalmente débiles (potencial de expropiación) en proyectos de alta incertidumbre sobre las características de las reservas por descubrir y desarrollar (Pongsiri 2004). *Ceteris paribus*, las inversiones en exploración y producción fluirán a países donde (i) la combinación de regalías e impuestos es baja, (ii) los depósitos de gas son atractivos en tamaño y costo, y (iii) el clima de negocios es favorable. El nivel de “toma” del gobierno influye en el nivel de inversión en exploración y desarrollo del gas. Los países compiten entre sí por atraer a los inversionistas internacionales de gas. Desde el punto de vista de la industria, la parte que el gobierno toma representa un costo más, y como en cualquier industria, si los costos de un país aumentan, las inversiones se desplazarán en búsqueda de mejores condiciones.

El sistema fiscal del gas natural debe ser equitativo tanto para los inversionistas como para los gobiernos. Por tanto, los esquemas tanto de impuestos como de regalías deberían basarse en las ganancias (*ex post*), y no sobre los ingresos o la producción (*ex ante*). Este es un aspecto en el cuál los contratos de la ANH pueden mejorar, y que ya se está usando en otras países. La parte de regalías que el gobierno tome a su favor hace parte de un delicado balance entre maximizar los retornos del sector público en el acuerdo –lo que puede reducir

la competitividad del país y paralizar las reservas- o contemplar objetivos de política energética más amplios, como los propuestos.

Las perspectivas de desabastecimiento han generado discusión sobre las medidas que ayudarían a enfrentar este problema. A continuación se discute la pertinencia de las medidas puntuales más comúnmente planteadas o las ya tomadas por las autoridades.

MEDIDA NO RECOMENDADA 1: EXPANDIR EL TRANSPORTE POR “COMMON CARRIAGE”. Esta medida sería útil con la perspectiva de vigorosa competencia entre campos productores y para reducir la dependencia estratégica cuando el gas es un energético fundamental (como lo plantea la Unión Europea). En las condiciones del mercado doméstico colombiano, la flexibilización del precio del transporte por distancia (aumentando el uso de cobros por estampilla regionales) podría dinamizar la competencia entre pozos. Por otra parte, el uso de “common carriage” hubiera sido funcional en el momento de creación del mercado. En las nuevas condiciones de transabilidad, es suficiente preservar el sistema de “contract carriage”, siempre y cuando se reduzcan al tiempo los riesgos regulatorios adicionales discutidos en el documento. Este ambiente facilitaría la financiación con la técnica de *project financing*, la que atraería nuevos actores al mercado colombiano.

MEDIDA NO RECOMENDADA 2: IMPLANTAR UN CARGO DE CONFIABILIDAD PARA EL TRANSPORTE. El fomento a las inversiones venideras en transporte de gas se puede lograr reduciendo los riesgos regulatorios actuales, como se desarrollará en la subsección 5.3. En tal caso, un cargo para el transporte sería redundante.

MEDIDA NO RECOMENDADA 3: DESREGULAR EL NEGOCIO DE DISTRIBUCIÓN. Si bien es cierto que el gas natural enfrenta sustitutos en uso final, hay que tener en cuenta que no se pueden tener dos grados de libertad en una cadena desintegrada porque se aumenta la pugna redistributiva entre producción y distribución por la captura de rentas Ricardianas. Esto empeoraría los problemas de coordinación entre segmentos de la cadena. Los países que han liberalizado la distribución están integrados verticalmente o son importadores de gas (y tomadores de precio en tal sentido). El uso de canasta de precios sin techo ni piso es suficiente debe ser incentivo suficiente para el distribuidor.

MEDIDA NO RECOMENDADA 4: ESPERAR A NUEVAS INVERSIONES PARA LIBERAR EL PRECIO EN BOCA DE POZO. Algunos observadores de la realidad sectorial plantean que se debe evitar la

apropiación de rentas de escasez por parte de los productores existentes, dado que existe un mercado de producción concentrado; y que la liberación de precios generaría ejercicio de poder de mercado y equivaldría a una transferencia de recursos de los consumidores a los productores que sería injustificada porque no corresponde a las condiciones del contrato inicial con el productor. Este razonamiento es incompleto en el corto plazo y erróneo en un contexto dinámico. El aspecto central de liberar los precios es enviar una señal para atraer nuevas inversiones y aumentar las reservas. El posible abuso de poder de mercado se debe anticipar, por supuesto, con subastas del lado de la demanda y con un régimen de libertad vigilada. Las aceleración de las inversiones no se dará antes de que se puedan predecir precios remunerativos. La “justicia” de la apropiación de rentas es un problema no económico cuya discusión está por fuera del alcance de este trabajo. Lo que importa para el aumento de las reservas y la sostenibilidad sectorial es el carácter prospectivo de la política energética y no la equidad retrospectiva, que equivale a un costo hundido. Para aumentar las reservas se requiere fomentar la industria exportadora y formar precios de acuerdo al costo de oportunidad. Bajo esta perspectiva, la liberación del precio en boca de pozo es una condición necesaria para transmitir credibilidad a los inversionistas en exploración y producción.

MEDIDA NO RECOMENDADA 5: RESTRINGIR EL FUNCIONAMIENTO DE LOS MECANISMOS DE MERCADO Y LAS EXPORTACIONES. Ya discutido en el Factor 6 por sus efectos contraproducentes sobre los consumidores y su freno a la velocidad de las inversiones en producción.

Para remediar los problemas estructurales y de incentivos para expandir la oferta de manera sostenible, se proponen las siguientes medidas:

TOMAR LA INICIATIVA PARA PROMOVER LAS TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE GAS. Esto incluye (i) disminuir las restricciones a las transacciones internacionales de acuerdo al nivel *R/P* y apoyar la mitigación de riesgo de las instalaciones de regasificación que se necesitaren (la menos riesgosa estaría en la Costa Pacífica colombiana); la restricción sobre niveles *R/P* desalienta las inversiones destinadas a la exportación, que no pueden ofrecer exportaciones con contratos en firme; (ii) reducir la parte tomada por el gobierno en los contratos de la ANH, apostando a hallazgos medianos y grandes; usar un esquema más progresista basado en ganancias netas y no en producción; (iii) liberar el precio en boca de pozo sin esperar a la entrada de nuevas reservas, como señal de atracción a nuevas

inversiones; hay que reiterar que sin esa medida el mercado vivirá bajo la amenaza del racionamiento porque las cantidades demandadas no se ajustarán al precio real de los energéticos y los inversionistas buscarán destinos de mayor rentabilidad. Estas medidas benefician a productores y consumidores. Para preservar el consumo de los consumidores de estratos 1, 2 y 3 y del gas para transporte público, el estado debe financiar parte de la diferencia entre costo de oportunidad y precios domésticos usando su participación en regalías.

MIGRAR A UNA REGULACIÓN VOLUNTARIA POR TASA DE RETORNO PARA NUEVAS INVERSIONES EN TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN. La regulación por tasa de retorno tiene los siguientes impactos financieros con respecto a la regulación por techo de precios (Newbery 1997). La regulación por techo de precios intenta replicar los efectos de un mercado competitivo y por tanto los activos valen por su valor esperado descontado con activos prospectivos (“forward-looking”). La presencia de cambio tecnológico hace que el valor de la firma decrezca en mayor valor que la depreciación sobre la vida útil del activo. La base de activos cambia entonces de acuerdo a los costos y características de versiones más modernas, que pueden guardar poca relación con el costo histórico. Si el factor X de ganancia de productividad impuesto por el regulador es muy alto, puede llegarse a incumplir el pago de la deuda (que es “backward-looking”, como la depreciación). En opinión de Newbery (1997, p. 3) “una empresa de servicios públicos no puede depender en valores libres de mercado para valorar sus activos y necesita un contrato regulatorio que defina claramente las reglas del juego.” El contrato regulatorio definido con base en tasa de retorno (como en Estados Unidos) define sencillamente una base de activos histórica, después de haberse juzgado la prudencia y conveniencia de la inversión. Por tanto, no existe el riesgo de que un activo se convierta en activo encallado. El contrato regulatorio del Reino Unido (techo de precios; adoptado en Colombia) “está menos bien definido por historia y por precedente” (Newbery 1997; p. 3) que el de Estados Unidos. En vista del riesgo implicado por la reconfiguración espacial de la oferta, es prudente migrar a una regulación por tasa de retorno para las nuevas inversiones (y para las antiguas que voluntariamente deseen acogerse a este tipo de regulación, en un período de tiempo finito). Esta medida implica solucionar los problemas de opacidad y riesgo regulatorio adicional discutidos anteriormente, especialmente: (i) definir una única metodología para calcular la base de activos; (ii) eliminar los factores de utilización del transporte; (iii) no discriminar entre activos nuevos y viejos en la determinación del costo promedio ponderado de capital para transporte; (iv) eliminar techos y pisos en la canasta de precios de distribución. Esta

migración regulatoria elimina la incertidumbre por nivel de uso de las inversiones, reduce la pugna redistributiva vertical en la cadena y hace transparente el contrato regulatorio, todas estas condiciones necesarias para el ingreso de firmas *nuevas* en el downstream. Por último, y como se argumenta en la sección 2, la regulación por tasa de retorno puede ser más eficaz que la de techo de precios para reducir las rentas exógenas y aumentar la credibilidad institucional del regulador por la reducción de conflictos (en contra del mito de la “superioridad” de los esquemas de incentivos de alta potencia).

USAR SUBASTAS PARA EXPANDIR LA RED DE TRANSPORTE. Las subastas para expandir capacidad en todas las industrias de redes tienen una larga tradición internacional y es el método recomendado por los economistas. Por supuesto, el uso de subastas necesita una serie de condiciones importantes para que sean eficaces. Estas condiciones incluyen la definición del subastador, el formato adecuado del concurso, asegurar suficiente competencia, prevenir colusión entre los participantes y evitar que las complejidades de la regulación vigente introduzcan rentas o perjuicios *inesperados* en las firmas establecidas. Stern y Turvey (2003) resaltan la importancia de la existencia de mercados líquidos de largo plazo y de cobertura, tanto en productos como en capacidad de transporte, todos basados en la clara definición de derechos de propiedad de los instrumentos transados. Newbery (2003) resalta la necesidad de complementar el uso de subastas con mecanismos que den algún tipo de guía sobre las necesidades de expansión de largo plazo. Los esfuerzos de planeación centralizada de la red no han sido exitosos en general. Un mecanismo informal de coordinación entre actores, reguladores y autoridades sectoriales puede tener un efecto de coordinación superior. El uso de subastas en Colombia tiene como dificultad para su aplicación inmediata la complejidad de la regulación, que puede traer consecuencias inesperadas sobre la remuneración de los transportadores actuales. Este problema se puede superar con la simplificación regulatoria, de modo que los derechos de propiedad de los transportadores actuales y futuros queden claramente definidos en presencia de cambios en la topología y el nivel de uso de las redes.

USAR SUBASTAS SIMULTÁNEAS DEL PRODUCTO Y ESTIMULAR LA CREACIÓN DE UN MERCADO SECUNDARIO DE GAS NATURAL. Deben usarse subastas simultáneas de compra para revelar las disposición a pagar de los diferentes segmentos del mercado. El uso de subastas (incluyendo el gas de importación de Venezuela) deben convertirse en práctica regularizada y es consistente con la liberación del precio. La regulación exige contratos en firme a los generadores para poder acceder a los pagos de Cargo por Confiabilidad. La inflexibilidad de

esta exigencia hace que los generadores tengan un exceso de gas contratado y que busquen venderlo posteriormente. La prohibición de reventa del gas que se plantea por parte de la regulación carece de racionalidad económica. La conversión forzosa de los generadores en comercializadores secundarios de gas *de facto* no se resuelve con la medida planteada. Estos problemas se resuelven con la flexibilización de las condiciones de compra de combustible para los generadores (discutido en la próxima sección) y con la creación de un mercado secundario de gas natural donde tengan cabida instrumentos de cobertura de precios y cantidades (en este último caso, las llamadas opciones “swing”).

ANTICIPAR LA REGULACIÓN DE LOS NEGOCIOS DE ALMACENAMIENTO, REGASIFICACIÓN Y LICUEFACCIÓN. Los nuevos inversionistas deben prever las condiciones de acceso, régimen de precios y límites a la integración vertical en estos negocios vitales para el crecimiento de la industria y mitigación de riesgos. El almacenamiento sustituye tanto producción como transporte y serviría de plataforma para un mercado de derivados físicos y financieros, por lo cuál es natural pensar que quede en manos de comercializadores puros. El negocio de regasificación, cuando fuere indispensable, podría estampillarse para facilitar su ingreso (por la magnitud de las inversiones y la volatilidad de la demanda, se requieren garantías parciales de riesgo para que las inversiones necesarias se produzcan); se podría además permitir la integración parcial de este negocio con T y D sin control individual ni conjunto. El negocio de licuefacción para exportaciones podría estar abierto a todo tipo de inversionistas.

CREAR INSTANCIAS DE COORDINACIÓN SECTORIAL INFORMAL. En comparación con un mercado eléctrico, las necesidades de coordinación de expectativas en un mercado de gas son altísimas e indispensables. Hay esfuerzos insuficientes de identificación de los cuellos de botella y condiciones sectoriales necesarias para que cada escenario se materialice. No hay análisis ni se plantean soluciones a los problemas de coordinación con otros energéticos y falta una prospectiva detallada de los retos y oportunidades energéticas en el largo plazo. Tampoco se generan alertas ni recomendaciones para anticipar problemas de abastecimiento ni se genera una senda de decisiones públicas que facilite la toma de decisiones de los inversionistas privados. Por la naturaleza indivisible, específica e irreversible de las inversiones en transporte y distribución, por un lado, y la impredecibilidad de la localización y el tamaño de las reservas futuras, por otro, hay espacio y valor agregado en la realización y discusión de estudios prospectivos. Se recomienda seguir el ejemplo de la Unión Europea, donde se debaten de manera frecuente en el Foro Europeo de Regulación

del Gas (con sede en Madrid) los problemas de la industria entre reguladores, agentes y ministerios de energía. En el Foro de Madrid participan la Comisión Europea, los reguladores, los estados miembros y representantes de la industria y consumidores. El objetivo principal del Foro “consiste en la creación de un mercado interno europeo de gas completamente operativo para lo que se han establecido una serie de principios básicos como son: acceso no discriminatorio a la red y a los servicios auxiliares; información pertinente y oportuna por parte de los operadores de los sistemas gasistas (y cuando corresponda, de los agentes del mercado); tarifas que reflejen los costes y no impliquen subvenciones cruzadas; así como el uso eficaz de la red.” (CNE 2006, p. 1). El Foro efectúa reuniones técnicas y encomienda estudios específicos para lograr visiones compartidas y avanzar progresivamente en la creación de un mercado funcional. En 2006, por ejemplo, el Foro discutió el Libro Verde de la CE (*Una Estrategia Europea para una Energía Sostenible, Competitiva y Segura*). La adaptación de esta práctica a Colombia debería hacerse a través de dos “subforos”: uno para el sector de gas y otro para la coordinación entre electricidad y gas, un tema malentendido en Colombia, que se asimila en ocasiones a buscar planificación y despacho conjunto, a cambio de fomentar la armonización fundamental de la regulación para eliminar costos de transacción, y la creación de instrumentos financieros de cobertura (impulso al mercado de derivados).

MEJORAR LA INFORMACIÓN DISPONIBLE Y FORTALECER LA SUPERVISIÓN DE ABUSOS DE POSICIÓN DOMINANTE. Esta medida es indispensable para fomentar la creación de un mercado secundario y para ajustar las expectativas de los agentes sectoriales. Se debe exigir la certificación frecuente de reservas por parte de entidades independientes, supervisar la disponibilidad operacional en eventos de escasez, y exigir la publicación de los planes de expansión y de gastos de capital (CAPEX) en las firmas en el *dowstream*, como se acostumbra en mercados maduros. Los problemas no anticipados creados por la regulación (“acaparamiento” de gas por los generadores) no se resuelven sin usar los principios económicos probados de asignación competitiva y sin restricciones a la libre formación de precios. La información debe servir de base para mejorar la calidad de las decisiones de los participantes, supervisar el comportamiento de productores y transportadores en la definición y asignación de la oferta (para detectar potenciales ejercicios de poder de mercado; incluidos los recientes procesos de subasta reglamentados por CREG), y servir de plataforma para el futuro diseño de mercados multilaterales de gas y de capacidad de transporte para formar precios y reducir la dependencia de las negociaciones bilaterales, decisión que debe impulsar decididamente el regulador. Además, se debe fortalecer a la

autoridad de vigilancia y sanción de abuso de posición dominante, vinculando las sanciones con el nivel de costo social causado por comportamiento contra la libre competencia. El uso de subastas (“temporadas abiertas”) para comprar el gas es un instrumento que hace compatible la liberación de precios con la limitación del poder de mercado por parte de los productores.

7.5. Una propuesta para enfrentar los problemas de coordinación entre gas y electricidad

Los avances técnicos en las turbinas a gas hicieron que la generación eléctrica a gas natural fuera percibida durante los noventa como la prueba de que el mercado de generación eléctrica era “disputable”: un generador a gas eficiente lograría firmar contratos con consumidores eléctricos y le quitaría terreno a los generadores establecidos que tuvieran tecnologías de producción más costosa. Esta esperanza asumía que los mercados eran fundamentalmente térmicos y que no existían costos de transacción para la contratación de gas. Una planta de ciclo combinado se convertiría en una planta base, generando la mayor parte del tiempo, y compraría su gas en mercados maduros.

En Colombia, la preponderancia de la hidroelectricidad ya amortizada, los costos de transacción de negociar bilateral y separadamente producto y transporte de gas y la inexistencia de almacenamiento de gas limitan severamente la competitividad de este combustible en generación: el despacho es escaso e imprevisible y las modalidades de contratos de gas no permiten acomodar los riesgos de despacho. Una de las grandes dificultades de la generación a gas natural es que la mayoría de la generación es hidroeléctrica, la capacidad de almacenamiento es baja y sufre choques meteorológicos de carácter multianual, tanto a la baja como a la alta. Puesto que el país no es un gran consumidor de gas, la exigencia relativa de la generación a gas sobre producción y transporte de gas natural se concentra en períodos muy cortos y esporádicos. En la práctica, la dimensión de la red de transporte proviene de las demanda picos y estacionales de la generación a gas, y la regulación del transporte de gas penaliza la baja utilización. Este es un problema de coordinación entre electricidad y gas natural que se puede resolver en parte con la eliminación del factor de utilización de la remuneración

del transportador, de forma que las inversiones en capacidad puedan contemplar las cargas pico que tengan disposición a pagar por el dimensionamiento de los ductos.

Adicionalmente, las exigencias de contratación firme para acceder al cargo por confiabilidad imponen un sobrecosto a los generadores a gas que no es simétrico con los generadores hidráulicos ni con los generadores térmicos con combustibles almacenables: los primeros no tienen obligación legal de certificar su energía firme y los segundos pueden vender sus contratos firmes con condición de recompra (repos) o con cobertura con forwards de combustible, alternativas ambas que disminuyen o eliminan el costo de la obligación de firmeza. Los generadores a gas se han convertido en comercializadores forzados del combustible, especialmente durante las épocas de abundancia hidrológica. Esta es una actividad que no corresponde a las habilidades de los generadores ni a la naturaleza de su actividad. Reconociendo que el compromiso de todos los agentes del mercado debe ser la confiabilidad del sistema, sería conveniente revisar esta restricción a la luz de esa necesidad de confiabilidad por un lado, y de la eficiencia en la generación térmica, por otro. Esto se puede lograr con la flexibilización de las obligaciones de contratación mediante el uso de opciones de compra u otros instrumentos flexibles.

La propuesta central de este trabajo con respecto a la coordinación entre gas natural y generación eléctrica es muy sencilla: la integración vertical entre producción de gas y de generación internaliza el riesgo de despacho que actualmente no se puede gestionar con contratos flexibles de toma de combustible. La integración vertical entre producción y generación permite comercializar el gas no despachado de manera natural. Aún más, aumenta el factor de despacho de las plantas a gas porque el productor de gas, si usa un contrato de beneficios compartidos en el negocio eléctrico, ganará más por kWh en la medida en que disminuya su precio de transferencia al generador (aumenta el “spark spread”), a diferencia del negocio desintegrado verticalmente, que enfrenta los intereses de productor y generador. La reducción de estos costos de transacción aumenta el valor de los activos de generación y, puesto que el mercado mayorista tiene diversidad de tecnologías y para lograr despacho tiene que entrar al orden de mérito desplazando a tecnologías más costosas, la posibilidad de que la integración vertical de producción de gas y la generación redunde en ejercicio de poder de mercado es reducida. Por otra parte, ya se ha argumentado en la sección 1 de este capítulo que

Es de anotar que esta propuesta para aumentar el valor del gas en el sector eléctrico está supeditada en efectividad al logro de la seguridad de abastecimiento y que, muy probablemente además, requerirá de un período de tiempo no despreciable para que empiece a mostrar sus efectos.

Capítulo 8. Auto y cogeneración en Colombia: papel y restricciones¹

8.1. Introducción y resultados centrales

Los objetivos de la producción descentralizada de electricidad difieren según las prioridades de los países y las restricciones presupuestales de los gobiernos para subsidiar a los consumidores o a las firmas. En los *países desarrollados*, la autogeneración, la cogeneración y la generación distribuida (denominadas colectivamente *autoproducción* en adelante) buscan (i) reducir la dependencia geopolítica de las importaciones de una sola fuente energética primaria o de una región productora; (ii) impulsar el uso de energías renovables para disminuir la emisión de gases de efecto invernadero; o (iii) acomodar las preferencias (o animadversiones) del público sobre el tipo de combustibles y tecnologías para expandir el sistema de potencia. Estas medidas se subsidian ahora por los contribuyentes, con fondos públicos que apoyan la inversión. Anteriormente se financiaban por los consumidores, quienes sufragaban los mayores costos de esta política pública.

Los Estados Unidos ejemplifican los programas más agresivos de financiación de la producción descentralizada de electricidad usando recursos primarios domésticos, con preferencia hacia las renovables. Esta política se originó en 1978, con las decisiones incluidas en la “Public Utility Regulation Policy Act (PURPA)”, mucho antes de las decisiones de creación de mercados competitivos de generación. En California, dadas las restricciones legales y la presión de grupos de interés en contra de instalar nuevas plantas y líneas de transmisión, el sistema de potencia no tiene holgura y las posibilidades de importación son limitadas, dada la escasa inversión en transmisión resultante de las debilidades regulatorias de la FERC en materia de interconexión a gran escala. En este estado, el programa de subsidiar la expansión de la red con energías renovables de pequeña escala enfrenta dificultades fiscales (California bordea el incumplimiento de su deuda pública) y podría afectar la competitividad de las industrias instaladas en esa región.

Los *países en desarrollo* pueden tener prioridades diferentes. Colombia ha decidido subsidiar el consumo de electricidad de la población más pobre, que es una proporción importante del total. Esta

1

Capítulo preparado con la asistencia de Camilo Benavides.

restricción de equidad decidida por las autoridades reduce drásticamente la posibilidad de apoyar la autoproducción de energías renovables, que tienen costos usualmente superiores a los de tecnologías convencionales. Los países con subsidios directos al consumidor (como Chile) tienen mejor impacto pues no distorsionan los precios pero reducen los fondos fiscales disponibles para otro tipo de inversiones públicas. En países que no pueden efectuar los subsidios con cargo al presupuesto central, como Colombia, los consumidores que contribuyen a los subsidios no pueden, ni deben, pagar tarifas más altas para subsidiar la generación descentralizada, so pena de reducir la competitividad de los sectores contribuyentes a los subsidios.

De manera realista, la autoproducción en países en desarrollo debería servir ante todo para aprovechar recursos eficientes y presionar el desempeño competitivo de la prestación centralizada, incluyendo los mecanismos de mercado. Estas metas se pueden cumplir sin contratiempos en países con subsidios financiados por el presupuesto nacional. En países que usan subsidios cruzados, si una cantidad importante de consumidores o generadores decidiera producir electricidad por fuera del mercado mayorista, el esquema podría afectar la sostenibilidad del esquema por la reducción de agentes que aportan al esquema y la oposición de los remanentes a asumir los faltantes.

En el contexto de Colombia, las eventuales importaciones de energéticos (gas natural o petróleo) son modestas con respecto al consumo total de energéticos y en el contexto de los mercados mundiales. La reducción de las importaciones de hidrocarburos no es una razón poderosa para estimular la autoproducción. Además, la mayoría de la generación eléctrica de Colombia es hidráulica y la contribución a la producción de gases invernadero por parte del sector eléctrico es muy reducida. No es prioritario impulsar las energías renovables dentro del esquema de la autoproducción, salvo que provean el servicio en zonas estrictamente aisladas o tengan una eficiencia probada que conduzca a precios netos inferiores a los de la prestación centralizada.

La dinámica de la autoproducción en Colombia proviene de las iniciativas de inversión por el lado de la demanda. Las contribuciones del 20% que se imponen a la energía comercializada en el mercado por parte de los cogeneradores *permiten el ingreso de plantas de autoproducción de costos superiores al costo promedio de los contratos* del mercado mayorista. Las medidas para que la autoproducción sea una herramienta de ingreso de tecnologías de costo y talla eficientes y sirva de presión competitiva, dependen ante todo de transformaciones en el esquema de subsidios y contribuciones. Este es un problema que deben enfrentar DNP, el Ministerio de Hacienda y el

Ministerio de Minas y Energía. Adicionalmente, deben analizarse con sumo cuidado otros puntos, como qué hacer con los pagos sobre la infraestructura existente de respaldo para los auto-generadores. Cuándo deben pagar por ella? Podría pensarse que una respuesta adecuada a esta pregunta es: en el momento que realicen sus excedentes en el mercado. Sin embargo, como se explica más abajo esta no parece ser la alternativa apropiada.

Sobre la base de la imposibilidad práctica de recibir subsidios explícitos a la autoproducción y de que los excedentes netos a la red reciben una retribución de mercado, las medidas de corto plazo deben orientarse a reducir las distorsiones de las contribuciones y adoptar una regulación adecuada en cuanto al uso de la infraestructura. Las medidas que vale la pena examinar son: (i) eliminar toda asimetría de tratamiento de ventas de excedentes entre auto y cogeneración; asegurar que la generación de mercado y la generación descentralizada enfrenten las mismas obligaciones de confiabilidad y pagos al sistema, por respaldo para evitar “arbitraje”; (ii) reducir los subsidios al estrato 3 y concentrarlos en los sectores más pobres de la población, con el fin de reducir el monto de las contribuciones, más las otras medidas que se expusieron en el Capítulo 6; (iii) evaluar la factibilidad de crear un fondo de subsidios para los estratos más pobres, conformado por la generación excedentaria que los auto-productores deseen imputar a contribuciones, de forma que el auto-productor pueda elegir su liquidación más conveniente; y (iv) permitir métodos de depreciación acelerada en los activos de autoproducción, para mejorar su rentabilidad financiera.

Las *medidas de largo plazo* consisten en eliminar los subsidios cruzados y migrar a un modelo de subsidios directos a los hogares más pobres. Además, se deben confirmar los esquemas de precios pagados al auto-productor por la red. En todo caso, esos precios deben remunerar adecuadamente a los auto-productores, competir en igualdad de condiciones con los generadores existentes y facilitar la instalación de autoproducción que aproveche plenamente la disponibilidad de recursos eficientes.

El resto de este capítulo se desarrolla de la siguiente forma. La segunda sección discute los principios económicos que se han usado para justificar la autoproducción de electricidad y cuáles de ellos son viables en Colombia, incluyendo una breve descripción de los incentivos usados en diferentes países. La tercera sección discute el caso colombiano. La cuarta sección discute las medidas para eliminar las distorsiones de sub-inversión y elección de tecnologías menos eficientes que las del mercado.

8.2. Autoproducción de electricidad: principios económicos y algunas experiencias internacionales

La autoproducción eléctrica puede servir seis propósitos:

- (i) reducir los costos de transacción para industrias de inversión específica mediante integración vertical, como es el caso de altos hornos (por lo general, industrias electro-intensivas como la producción de aluminio);
- (ii) aprovechar ventajas comparativas específicas (cercanía a fuentes primarias abundantes y económicas, disponibilidad de subproductos de procesos industriales con contenido energético, etc.);
- (iii) expandir la capacidad instalada con generación en pequeña escala y mejora de la calidad del servicio en redes, cuando hay limitaciones regulatorias a la instalación de plantas grandes o hay retrasos de inversión en transmisión y distribución;
- (iv) ejercer potencial presión competitiva (“disputabilidad”) sobre la prestación centralizada, incluyendo los esquemas redistributivos y de solidaridad;
- (v) reducir la dependencia estratégica de las importaciones energéticas; y
- (vi) promover tecnologías limpias.

Los dos primeros propósitos son del resorte del lado de la demanda. Los dos segundos son iniciativas regulatorias. Los dos últimos propósitos implantan decisiones de política energética y usualmente se movilizan mediante subsidios a la oferta, incluyendo créditos públicos blandos para financiar la inversión.

En países con sistemas eléctricos rezagados en generación y transmisión, o con prestación con vendedor único y regulación débil (como en algunas islas del Caribe anglo), la autoproducción es simplemente la única alternativa de prestación, por motivos de ausencia de abastecimiento, baja calidad y precios exorbitantes impuestos por un prestador monopolista. En países con mejores instituciones y estructura de mercado, es posible que concurren en un mismo proyecto los intereses privados con los regulatorios y de política energética.

Los aportes netos de la autoproducción eléctrica al bienestar social no son universales y dependen de las oportunidades y restricciones de dotación o normativas de cada país. Hay que distinguir entre los beneficios privados del auto-productor y los beneficios al resto de la sociedad. Esos beneficios

están alineados cuando la autoproducción reduce sus costos de producción o aumenta el valor de los bienes y servicios finales producidos.

Esto sucede cuando el auto-productor puede generar a un costo inferior al de compra al sistema, con calidad y continuidad comparables. Igualmente, cuando la autoproducción, aún con un costo más alto que el de compra al sistema, es capaz de compensar los costos de coordinación para comprar energía, reducir los riesgos de precios y de cantidades compradas y los costos de la baja confiabilidad. Estas ganancias aparecen por mejor aseguramiento de derechos de propiedad y mejor uso del activo que consume energía. Esta segunda motivación es la fundamental en presencia de *activos específicos*. Los activos específicos son inversiones que pueden perder una parte sustancial de su valor por imperfecciones del servicio o comportamiento oportunista de una contraparte en un contrato bilateral. Las empresas que transforman materias primas con altos hornos eléctricos, por ejemplo, buscan continuidad del servicio, precios bajos y evitar que un generador o comercializador de electricidad intente extraer rentas de un contrato bilateral de prestación del servicio después de firmado.

Las inversiones privadas que se efectúan por tales motivos capitalizan oportunidades positivas que el mercado no puede internalizar, y deben facilitarse. Tienen dos ventajas institucionales importantes: (i) presionan a las autoridades sectoriales, fiscales y al regulador a examinar si las inversiones descentralizadas se realizan por imperfecciones de política energética, redistributiva o de la normativa; y (ii) presionan a los generadores del sistema a reducir sus costos y mejorar condiciones de contratación y servicios a los clientes.

La existencia de recursos públicos define la viabilidad de implantar uno o varios de los seis propósitos mencionados, ya sea por el lado de la oferta o de la demanda. A continuación se presentan algunas prácticas internacionales, que interesan ante todo desde el punto de vista de la remuneración por pagos por inyecciones netas a la red.

Estados Unidos tiene (más que) generosos programas públicos de apoyo a la autoproducción de electricidad renovable, que se han potenciado a raíz de los paquetes de estímulo fiscal originados por la crisis financiera. La más importante decisión reciente al nivel federal es la American Recovery and Reinvestment Act of 2009, ARARC. Esta medida contempla reducciones tributarias, donaciones (administradas por el Departamento del Tesoro), préstamos al sector privado y

préstamos al sector público (bonos). Los incentivos tributarios a los privados incluyen reducciones de impuestos a la inversión en equipos, y reducciones de impuestos por producción (en el caso de la biomasa). Estas exenciones se aplican aún en el caso en que los proyectos se hayan financiado con préstamos públicos subsidiados, y aún en el caso de que incurra en pérdidas (a través de un mecanismo de depreciación de los préstamos). El Departamento de Energía (DOE) dispone en el año 2009 de USD\$16.8 mil millones para investigar en eficiencia y energías renovables. Los desarrolladores de energías renovables pueden acceder a créditos de duración de 30 años con un interés del 3% anual, hasta por el 80% del costo de la inversión.

El monto de préstamos para inversión en energías renovables (*Renewable Energy System Loan Program*) asciende a USD\$60 mil millones, y entró en operación recientemente (1 de julio de 2009). Además de este programa existen otros programas de menor cuantía, que suman unos USD\$15 mil millones adicionales, para impulsar programas municipales o estatales de inversión en renovables, infraestructura de transmisión, “redes inteligentes” (*smart grids*) y programas de reducción de gases de efecto invernadero, entre otros rubros.

Las decisiones de la ARARC se suman a los incentivos pre-existentes para la producción en pequeña escala, que son de tipo más estatal que federal. El programa de incentivos a la autogeneración de California (*Self-Generation Incentive Program*, SGIP) es uno de los más estructurados, debido a las normas regulatorias, ambientales y la presión de intereses conservacionistas.

Tabla 1.
Programa de incentivos a la autogeneración de SPE (California)

Eligible Technologies	Incentive	Maximum % Project Cost	System Size Requirements ⁽¹⁾
LEVEL 1: • Photovoltaics ⁽²⁾ • Wind turbines ⁽²⁾ • Fuel cells (renewable fuels) ⁽³⁾	\$4.50/W	50%	Minimum: 30 kW Maximum: 1.5 MW
LEVEL 2 ⁽⁴⁾ : • Fuel cells (non-renewable fuel)	\$2.50/W	40%	Minimum: None Maximum: 1.5 MW
LEVEL 3-R (OPERATING ON RENEWABLE FUELS) ⁽³⁾ : • Microturbines • Internal-combustion engines • Small gas turbines	\$1.50/W	40%	Minimum: None Maximum: 1.5 MW
LEVEL 3-N (OPERATING ON NON-RENEWABLE FUELS) ^(4,5) : • Microturbines • Internal-combustion engines • Small gas turbines	\$1.00/W	30%	Minimum: None Maximum: 1.5 MW

⁽¹⁾ Incentives are only paid up to capacities of 1 megawatt (MW) although customers may install generators up to 1.5 MW of capacity.
⁽²⁾ These systems can be sized up to 200 percent greater than the customer site's annual peak demand.
⁽³⁾ A renewable fuel is a non-fossil fuel resource such as solar, wind, gas derived from biomass, digester gas or landfill gas. A facility, utilizing a renewable fuel: a) may not use more than 25 percent fossil fuel annually; b) demonstrate the availability of an adequate average flow rate of renewable fuel to produce electricity at the unit's full rated capacity; c) submit an equipment purchase order for the fuel cleanup equipment; and, d) provide a signed affidavit stating that the unit will comply with the program renewable fuel requirements.
⁽⁴⁾ These systems must comply with California's Public Utilities Code 219.5 heat recovery efficiency requirements.
⁽⁵⁾ In order to qualify for a Level 3-N incentive payment: a) the self-generating facility must be designed to operate in power factor mode such that the generator operates between 0.95 power factor lagging and 0.90 power factor leading; and, b) generators sized greater than 200 kW will coordinate the self-generation facility planned maintenance schedule with the electric utility.

Fuente: SPE. www.sge.com/sgip

Este programa cubre las 4 grandes empresas instaladas en el estado y está en vigencia desde 2001. Este programa provee descuentos a los sistemas de energía aprobados (*qualifying distributed energy systems*) que tienen cero o muy pocas emisiones de carbono, incluye proyectos hasta de 3 MW situados en el lado del consumidor de los medidores de electricidad. Las tecnologías incluyen las turbinas de viento, biogas, las celdas de combustible y paneles fotovoltaicos. A finales de 2007, la capacidad total instalada en proyectos SGIP era de 300 MW (muy poca en términos relativos y absolutos), de los cuáles 50% eran tecnologías de cogeneración y 40% proyectos fotovoltaicos.

Un ejemplo de los incentivos usados en California se muestra en la Tabla 1, correspondiente a la firma Southern California Edison. Los incentivos a la inversión vienen acompañados de reglas sobre la contabilización de los excedentes inyectados a la red. Los esquemas de medición neta (*net metering*)², son obligatorios de aceptar por las empresas distribuidoras en Estados Unidos desde 2005, desde la aprobación de la *Energy Policy Act* (sección 251). Las firmas distribuidoras y los consumidores que instalan capacidad auto-generadora autorizada deben firmar un acuerdo de interconexión. En muchos estados de Estados Unidos y otros países, se usa una variedad de medición neta mediante la cual los consumidores que inviertan en generación propia con ayuda de fondos públicos subsidiados, reciben crédito por la energía inyectada a la red para reducir su pago, pero no reciben pagos por los excedentes netos inyectados (no pueden recibir ingresos por la energía neta inyectada a la red; este esquema también se aplica en Canadá). En EE.UU, adicionalmente, los programas de medición neta de este tipo autorizan una reducción de los pagos por interconexión a la red.

En algunos estados de EE.UU y en otros países, se usan esquemas alternativos de *medición neta* que incluyen el pago por la energía neta inyectada a la red, cuando las inversiones no han sido subsidiadas. De esta forma, el peso del desarrollo de esquemas eficientes queda bajo la responsabilidad del inversionista. En los esquemas de medición neta por tiempo de uso (Time of Use, TOU) se usan medidores reversibles que registran las inyecciones o consumos netos a la red en cada momento del día, de forma que las inyecciones netas se liquidan a las tarifas minoristas vigentes para cada período del día (pico-no pico), lo cual es beneficioso especialmente para grandes usuarios no regulados. Este refinamiento sobre el esquema básico de medición neta maximiza el valor de la energía autoproducida y fomenta el desplazamiento de consumos por fuera del pico. En

2

Se asume que los medidores pueden rotar en ambas direcciones, de acuerdo al consumo o a la inyección.

los esquemas de pago por medición neta a precios de mercado (Market rate net metering, MRNM), se usan los mismos medidores que en el caso de TOU, pero la energía neta inyectada se paga al precio de bolsa del momento en que fue inyectada. Como en el esquema TOU, se induce el desplazamiento de cargas fuera del pico.

Cuando se usa el precio de bolsa para liquidar las inyecciones netas, las ganancias del autoprodutor que puede producir en cualquier instante del tiempo son exactamente el área por debajo de la curva de duración de precios $p(\tau)$ que está por encima del costo variable de autoproducción, c .

Antes de la aprobación de la ARARC, han existido otras formas de financiar a las renovables por medio de pagos a precios más altos que los de mercado. Estos esquemas se denominan “Feed-in-tariff, FIT”. A diferencia de los esquemas pagados por los contribuyentes, el sobre costo es pagado por los consumidores y por tanto es neutral fiscalmente. Las tarifas de este tipo también se han usado para fomentar la generación distribuida (con capacidades que oscilan entre los 3 kW y los 10 MW). El esquema FIT permitió el ingreso de 1,200 MW de energía eólica en California durante la década de los 80s. Los esquemas de FIT se han usado también en Australia, Alemania, Holanda, España, Reino Unido e Israel, entre otros países. En algunos no se usa la medición neta, sino que se usan contadores separados para la energía inyectada y la consumida (lo cual aumenta los costos de estos esquemas).

El gremio que defiende los intereses de la industria de los auto-productores en Estados Unidos (*US Clean Heat & Power Association*) estima que la cogeneración produce casi el 8% de la energía de los Estados Unidos, ahorra USD5 mil millones en costos de energía a las industrias y los hogares, disminuye el uso de energía anual en unos 1.3 trillones de BTU, reduce las emisiones de NOx en 0.4 millones ton / año, reduce las emisiones de SO₂ en 0.09 millones ton / año y evita el envío de 35 millones de ton métricas / año de carbono a la atmósfera.

El esquema ARARC no contiene incentivos de elección de las tecnologías más eficientes y relaja la disciplina financiera de los inversionistas al permitir niveles de deuda subsidiada del 80% en la financiación total de la autoproducción. Estos incentivos sugieren que los objetivos de independencia energética y reducción de gases tendrían una relación costo beneficio dudosa.

Hay que anotar que algunos países desarrollados no han impulsado generalizadamente la autoproducción. En Canadá, por ejemplo, la cogeneración alcanza el 6% de la producción total. La baja penetración se debe a varios factores. En general, los precios de la energía son bajos. En British Columbia, por ejemplo, el precio promedio de la electricidad es de 3.06 USD cents / kWh, y las nuevas inversiones tendrían un costo de producción de 4.05 USD cents / kWh. Además, los costos de la componente de transmisión se cobran por el método de “estampilla”, con lo cual la distancia no interviene en el cobro. Esto favorece la generación a grandes distancias y desalienta la autoproducción.

Los dos estímulos federales existentes en Canadá para la autoproducción consisten en (i) la posibilidad de utilizar depreciación acelerada en algunas de las inversiones y la deducción de algunos costos incurridos en este tipo de proyectos; en este momento, los costos deducibles de capital (“*capital cost allowance*”) para estos proyectos son del 43.1%, que equivalen a una deducción de impuestos del 30%; y (ii) el programa ecoENERGY Retrofit, para fomentar la autogeneración renovable y la reducción del uso de energía. Este programa provee ayuda financiera a los hogares, pequeñas y medianas firmas, instituciones públicas e industrias.

Québec utiliza un sistema de medición neta sin pago por excedentes a la red, lo que desalienta la instalación de la autoproducción. Ontario otorga subsidios masivos a la producción de energía nuclear, que bajan el costo de la electricidad para el público. El estado con mayores estímulos a la cogeneración es Alberta, que permite la venta de excedentes a la red, a diferencia de las demás provincias. Esto ha permitido la instalación de 1,200 MW de capacidad en cogeneración, más que en cualquier otra provincia.

Según la *World Alliance for Decentralized Energy* (WADE), las mayores oportunidades para la autogeneración están en los países emergentes, incluyendo a China y Brasil. En Brasil, dados los descubrimientos de gas en altamar fuera de plataforma, la cogeneración tiene un potencial en las industrias altamente consumidoras de energía que van a migrar hacia el uso de este combustible antes inexistente en la canasta energética. Este proceso se ve reforzado por el aumento de precio fuera del pico, que en ocasiones supera el precio de la producción con gas. Brasil, además, va a aumentar su potencial de cogeneración por su papel preponderante a nivel mundial en la producción de etanol y tiene líneas de crédito para las energías renovables. Estas posibilidades deben estar acompañadas de posibilitar las ventas a la red a precios remunerativos (todavía inexistentes).

Brasil ha lanzado dos programas de apoyo a las energías renovables en el sector eléctrico: PROINFA y Procel. PROINFA es un programa de inversiones en fuentes alternativas manejado por el gobierno federal, creado en 2002, cuya primera fase estaba orientada a la instalación de 3,300 MW de viento, biomasa y pequeñas hidroeléctricas. Este programa ha sido abandonado en la práctica. Procel es un programa de conservación eléctrica coordinado por Eletrobrás, que promueve la educación y la gestión de la demanda. Dado que su coordinación está en manos de una empresa interesada en maximizar sus ventas de electricidad, no podrían esperarse fácilmente logros significativos en este programa.

La autoproducción es reglamentada en Brasil mediante el decreto 2003 de 1996. Un auto-productor es una persona jurídica o el consorcio de empresas que recibe una concesión o autorización para generar energía destinada a su uso exclusivo. No obstante, previa autorización de ANEEL (regulador), se permite la cesión o permuta de energía entre auto-productores; la permuta de energía con concesionarios de servicios públicos para posibilitar el consumo en instalaciones industriales localizadas en lugares distintos a aquel donde ocurre la autogeneración y la venta de excedentes a concesionarias de servicio público. Los auto-productores están exentos de la mayor parte de las contribuciones sectoriales, pero deben pagar las compensaciones por aprovechamiento de recursos hídricos cuando sea el caso. Los bienes e instalaciones de autoproducción no pueden ser removidos ni alienados si autorización del regulador y revierten a la Unión al término de la autorización o concesión, con indemnización sobre la inversión no amortizada. Las empresas que invierten en cogeneración necesitan autorización de ANEEL para que su producción sea considerada como cogeneración calificada, lo que supone el acceso a la red y la comercialización de la energía, deben cumplir una serie de requisitos establecidos por la esta entidad. Los cogeneradores calificados se benefician de garantías para el suministro de gas y tienen acceso a los créditos del BNDES para financiar sus proyectos.

Las principales características de los esquemas de auto producción de Estados Unidos, Canadá y Brasil se resumen en la Tabla 2.

Tabla 2.

Comparación de tres esquemas de autoproducción eléctrica

PAÍS/ESTADO	APOYO ESTATAL	TRATAMIENTO DE EXCEDENTES	PROBLEMAS O VENTAJAS DE IMPLANTACIÓN
Estados Unidos	Varía por estado Deducción de impuestos y financiamiento de equipos e instalación American Recovery and Reinvestment Act 2009: USD 60 mil millones para generación con renovables	Obligación federal de ofrecer medición neta No pagos por excedentes en mayoría de estados Venta a la red para industrias a precios de mercado o minoristas en Arizona, New Jersey, New Mexico, New York y Texas	Las inversiones subsidiadas no fomentan selección de mejores tecnologías ni reducción de costos operacionales
Canadá	Varían por provincia Deducción de impuestos por reducciones de costo del capital ecoENERGY Retrofit Program: Programa nacional para autogeneración renovable y reducción de uso de energía, pequeña escala	Heterogéneo: Venta a la red sólo en Alberta Medición neta sin pagos por excedentes en la mayoría de provincias	Amplias fuentes de gas natural complementan cogeneración en Alberta Bajos precios de la electricidad y cobros de transmisión por estampilla desalientan autoproducción
Brasil	No hay esfuerzos significativos (etanol domina la atención pública en fuentes renovables)	Venta a la red debe autorizarse por el regulador	Nuevos pozos de gas natural y biomasa de caña estimularán cogeneración

Un asunto importante de tratar en la autoproducción, como se dijo, es el cobro o no cobro de cargos de conexión en transmisión y distribución (a la red de respaldo). Algunos usuarios piensan equivocadamente que, si estos servicios no se usan regularmente, no se debe pagar por ellos. El asunto clave es que el sistema de potencia debe estar listo para abastecer la carga total eléctrica del auto-productor cuando sale de funcionamiento o está en mantenimiento. El costo de la inversión en transmisión y distribución está relacionado a la demanda máxima que debe entregar y no a la cantidad de energía que transporta o a la continuidad de uso. Esto es más palpable en los sistemas de distribución radiales, en los que los requisitos de diseño no se reducen por un bajo factor de carga del auto-productor: cada ramal de la red debe estar capacitada para suministrar la demanda máxima potencial. Puesto que no hay diferencia entre usuarios regulares y usuarios que usan la red como respaldo ocasional, ambos deben pagar los costos promedio de distribución como función de la demanda máxima que vayan a consumir potencialmente. Aunque la transmisión es más compleja

de estudiar por la presencia de lazos, los principios de cobro por el stress potencial creado a la red también aplican. Algunos estados de EE.UU eximen o reducen los cargos de conexión de transmisión y distribución a la autoproducción costosa, para hacerla competitiva. Esta es una práctica errada que sólo puede conducir a reclamos judiciales de los inversionistas de los negocios de redes, por expropiación de sus activos.

La Asociación Interamericana de Grandes Consumidores de Energía (INTERAME) tiene en su página web (www.interame.org) una descripción sobre diferentes arreglos para la autogeneración en diferentes países de la región. El esquema más flexible, y que se recomienda evaluar, corresponde a Chile, donde no hay límites a la capacidad de los proyectos de autogeneración, se puede vender toda la energía excedentaria y el generador paga respaldo a través de una negociación bilateral con empresas generadoras o distribuidoras. Para que este esquema funcione, hay que tener claro que no deben existir subsidios cruzados y que no exista arbitraje con respecto a los pagos a las redes de transmisión y distribución.

8.3. El caso colombiano

Normativa

La Ley 143 de 1994 definió la *autogeneración* de manera restrictiva para los excedentes potenciales (“aquel generador que produce energía exclusivamente para atender sus propias necesidades”; Art 11). La Resolución CREG 084 de 1996 (Art. 1) introdujo una dificultad adicional a la venta de excedentes a la red, porque añadió a la anterior definición que el auto-productor sólo usará la red pública para obtener respaldo del sistema de potencia. El Artículo 4 de la misma resolución obligó a los auto-generadores que calificaban como usuarios regulados a tomar respaldo de su comercializador y dejaban en libertad de elegir comercializador a los auto-generadores que calificaban como usuarios no regulados. También se exigió a los auto-generadores a tener medidores horarios, lo que no era justificable cuando las unidades instaladas son pequeñas y no se esperaba permitir la venta de excedentes a la red.

Este tipo de definiciones y restricciones son remediabiles en el sentido de facilitar la venta de excedentes a la red. El factor con mayor impacto sobre el tamaño de las inversiones de autoproducción y su elección tecnológica eficiente es la disposición contenida en el Artículo 89 de

la Ley 142 de 1994: los auto-productores por encima de 25 MW deben recaudar y aportar, en nombre de los consumidores de esa energía equivalente, al fondo de “solidaridad y redistribución de ingresos” de los municipios en donde esté enajenada, la suma resultante de aplicar un 20% a su generación descontando lo que vendan a empresas distribuidoras. Esta generación se evaluará al 80% de su capacidad instalada y con base al costo promedio según nivel de tensión que se aplique en el municipio. Estas decisiones habían sido confirmadas por el Decreto 847 de 2001. El Decreto 549 de 2007 derogó las anteriores decisiones al eliminar los pagos de solidaridad de la energía producida y autoconsumida.

Las Resoluciones CREG 085 de 1996, 070 de 1998 y 107 de 1998 definieron la *cogeneración* como “la producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte de una actividad productiva, destinadas ambas al consumo propio o de terceros y destinados a procesos industriales o comerciales.” Este esfuerzo agobiante de precisión jurídica intenta poner en planos distintos a la auto y la cogeneración, lo que no debería importar si se incentivara la venta eficiente de excedentes a la red, con independencia de la naturaleza jurídica del usuario y de las tecnologías que originaron los excedentes eficientes para la sociedad. En la práctica, las disposiciones que permiten la venta de excedentes a la red han evolucionado a diferente velocidad para una u otra alternativa. Mientras que la autogeneración sigue sin posibilidad de vender sus excedentes, la cogeneración puede vender sus excedentes de electricidad, pero ahora restringidas a empresas comercializadoras que atienden el mercado regulado (Ley 1215 de 2008). La cogeneración para consumo propio está exenta de pagos de contribución, tal como la autogeneración para consumo propio. La Resolución CREG 107 de 1998 fue modificada parcialmente por las Resoluciones 32 y 39 de 2002, introduciendo proporciones (arbitrarias) sobre los porcentajes de energía eléctrica a energía total generada por el sistema cogenerador, en un intento porque los cogeneradores no se desvinculen de su actividad productiva (como si fuera importante). Estas resoluciones también discriminan entre tamaños de las plantas cogeneradoras, y sobre su posibilidad de tener garantía de potencia. Estas definiciones dan lugar a posibilidades diferentes de participar o no en el despacho central, de vender en bolsa, o de vender con o sin concurso a los comercializadores.

En resumen, la regulación colombiana tiene una posición de desconfianza sobre la actividad auto-productora en general, discrimina injustificadamente entre auto y cogeneración, y limita las posibilidades de transacción de la cogeneración, al impedir que los generadores del mercado transen directamente con ellos. Adicionalmente, no es clara en cuanto al pago por la infraestructura de

respaldo. Los generadores del mercado mayorista podrían contratar los excedentes de auto y cogeneración para protegerse del riesgo de incumplir en eventos de escasez, lo cual les permitiría participar más holgadamente en bolsa y en el mercado de contratos. Además, no se han adoptado modalidades de medición neta, que son más simples de administrar y maximizan el valor de la inversión en autoproducción.

Potencial

El potencial de autogeneración es difícil de prever porque depende de la dinámica de las nuevas industrias que necesiten producir la mayoría de su consumo, y estas industrias aparecen de manera imprevista y en tamaños individuales altos. La UPME sitúa el potencial de autogeneración en el nivel de los 300 MW. El potencial de cogeneración sin incluir la caña de azúcar, según un estudio de UPME (1997), era de 423 MW. Hay que entender que estos estudios corresponden a posibilidades técnicas sin crecimiento agresivo de los sectores que podrían cogenerar y tampoco modelan la respuesta endógena de la cogeneración antes diferentes esquemas de remuneración de la autoproducción, ni de cambios en los niveles de contribución a la solidaridad. Poco ha sucedido en los 12 años corridos desde el estudio de UPME. PNUD, Asocaña, UPME y el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial hicieron un estudio en 2005 para el sector cañero, encontrando un potencial entre 164 y 176 MW. Este estudio se basa en modelos financieros que reflejan los costos de inversión y los precios promedio de venta de los excedentes según la regulación, por lo que tienen un cierto nivel de confiabilidad. Ese mismo año, la ANDI realizó una encuesta entre sus afiliados para identificar instalación de auto y cogeneración. Esta encuesta arrojó un total de 773 MW de potencial. Este potencial podría ascender a 850 MW, según un estimativo más reciente de UPME.

La ANDI y la UPME han establecido convenios para la promoción de la cogeneración. ANDI recuerda las ventajas y posibilidades de la cogeneración en materia financiera (ahorro de costos), ambientales (menores emisiones de gases invernadero) e ingresos potenciales a raíz de las decisiones del Protocolo de Kyoto y colaterales. La Ley 697 de 2001 para la promoción de las energías renovables dentro del concepto de uso racional de energía (URE) se encuentra reglamentada por el Decreto 3863 de 2003 y hay normas adicionales posteriores (Decretos 2331 y 2501 de 2007).

La Ley 697 de 2001 plantea ampliar el uso y la cobertura de la energía fomentando el desarrollo sostenible mediante la eficiencia energética, el uso de las energías renovables y el uso de tecnologías avanzadas para usos térmicos. Plantea desarrollar mercados de servicios energéticos en las que las empresas de servicios energéticos (ESCOs, en inglés), establecer estándares de eficiencia, dar incentivos específicos (incluyendo tratamientos fiscales y créditos preferenciales), y diseñar programas de asistencia técnica.

Estas buenas intenciones no pueden progresar fácilmente porque:

- i. A pesar de sus avances, la idea de ESCO ha tenido éxito modesto a nivel mundial porque una vez que la ESCO ha demostrado cómo lograr eficiencia energética, el contratante tiene el incentivo de interrumpir el contrato, de no remunerar a la ESCO como una fracción del acervo de ahorros logrados (de otra parte difíciles de medir); para que una ESCO se remunere, debe ser socia capitalista de las inversiones en eficiencia y tener el control del vehículo especial que administra los activos de eficiencia.
- ii. Sólo los países desarrollados tienen excedentes financieros para fundear genuinamente el desarrollo de las energías renovables, en los niveles que se observan actualmente en el programa ARARC de la administración Obama (USD 60 mil millones, acompañados por fondos adicionales de USD 16.8 mil millones adicionales para investigación y desarrollo). Los países en desarrollo tienen como prioridad subsidiar los consumos de la población más pobre y el gasto social de alta productividad, como la educación y la salud. La ausencia de presupuesto se trata de reemplazar con planes de URE que listan acciones deseables según la ingeniería y el micro-manejo estatal de la inserción de este tipo de decisiones, pero que no tienen asidero en la realidad financiera (como lo es la Consultoría para la Formulación Estratégica del Plan de URE y de Fuentes No Convencionales de Energía 2005-2025 adelantada para la UPME en 2007).
- iii. La reducción de gases invernadero en países en desarrollo que tienen un bajo consumo energético per cápita y ya tienen una fuerte generación hidroeléctrica con tecnologías más costosas no parece ser una prioridad más urgente que el aumento de cobertura y el subsidio a los más pobres. Los inversionistas individuales pueden acceder a los mecanismos de bonos por reducción de carbono cuando sean atractivos financieramente. Sin embargo, estos mecanismos corren el riesgo de que las reglas del protocolo de Kyoto cambien posteriormente.

8.4. Conclusiones

Todas las modalidades legales de generación deben competir en igualdad de condiciones con respecto a las contribuciones y a los pagos por infraestructura de respaldo dentro del mercado mayorista (o todos pagan o ninguno paga). Los excedentes deben tener el mismo tratamiento que la producción dentro del mercado mayorista. Se debe permitir que la autogeneración pueda vender sus excedentes a la red (para que quede en pie de igualdad con la cogeneración), eliminar las restricciones que impiden a toda forma de autoproducción transar con cualquier agente del mercado y usar métodos más simplificados de medición de los excedentes netos inyectados a la red. Los esquemas TOU y MRNM de medición neta usados en algunos estados de US y en algunos países de Europa, sin subsidios ni a la inversión ni a la compra de las autoproducción excedentaria, son los únicos viables en Colombia, dada la dificultad de subsidiar simultáneamente la equidad (prioritaria) y la introducción de energías renovables. Colombia debe avanzar en la normatividad y regulación de los esquemas de medición neta.

La decisión de autoproducir para un consumidor que sólo busca reducción de costos será eficiente cuando, en términos anualizados, el valor de los ahorros por autogeneración más los ingresos de energía neta vendida a la red superan el costo de la inversión en autoproducción descontada con el costo respectivo del capital (WACC). Estos análisis de viabilidad no deben encontrar barreras legales para el uso óptimo de recursos para la sociedad. El uso racional y eficiente de la energía por parte de la demanda debe contemplarse al mismo tiempo que las alternativas de autoproducción, para elegir la mejor alternativa.

La restricción más fuerte para la autoproducción es la contribución sobre los excedentes. La eliminación de esta distorsión de política redistributiva por subsidios cruzados necesita creatividad y decisiones fuertes de política fiscal para tomar las medidas que se recomiendan en este estudio (Capítulo 6), permitir deducciones aceleradas de los costos de capital en autoproducción (como en Canadá) y crear un fondo de subsidios que permita cumplir con las contribuciones de manera más flexible.

Capítulo 9. Desarrollos recientes: ¿por el camino correcto?

Este capítulo hace un esfuerzo por recoger los desarrollos recientes más importantes que han afectado el mercado de energía eléctrica, especialmente en lo que tiene que ver con su regulación. El estudio fue enriquecido por el debate suscitado por el comportamiento de los precios de la electricidad en el período reciente, que llevó a la CREG a adoptar medidas importantes, y por los resultados de la consultoría contratada por la SSPD para fortalecer el sistema de seguimiento del mercado.

En el resto de este capítulo se amplía el detalle de los hallazgos mencionados anteriormente. Además, en consecuencia con el espíritu que anima al estudio, y buscando hacer una contribución más constructiva sobre los ajustes a la regulación del MEM que el sector discute en la actualidad, se comentan los problemas de detección de poder de mercado, medidas para el seguimiento y algunos problemas que afectan la eficiencia del mercado, tales como la remuneración de generación fuera de mérito y restringida por capacidad de la red, el nivel de información que debe ser pública en el mercado, los costos de arranque y parada y la necesidad de establecer un mercado líquido de contratos. Con respecto a esto último, también se hace un esfuerzo por analizar la propuesta que la CREG sacó para discusión, relacionada con el mercado de contratos (MOR).

9.1. Entendiendo los incentivos para el ejercicio de poder dominante en la bolsa¹

No se encuentran indicios de ejercicio conspicuo de poder de mercado en generación. La curva de precios, examinada desde 1997 hasta la fecha, ha respondido a los cambios en los fundamentales, aunque la concentración del mercado y la falta de contratación a precios fijos ofrecen incentivos para el ejercicio de poder de mercado. Los eventos recientes, contrastados dentro de ese horizonte, no apuntan al ejercicio conspicuo de poder de mercado. Pero el comportamiento del precio de bolsa en el segundo semestre de 2008 y primero de 2009 sí muestra características especiales que se alejan parcialmente

¹ Esta sección se basa en el capítulo 7 de Millán (2006). *Entre el Mercado y el Estado: Tres décadas de reformas en el sector eléctrico de América Latina*. Banco Interamericano de Desarrollo. Washington D. C.

de los fundamentales. Por eso, se deben estudiar los posibles cambios de comportamiento que aparecen con el reciente cambio de reglas de juego, a raíz de la introducción del cargo por confiabilidad y a adoptar medidas que minimicen los incentivos a para ejercer poder de mercado, en lugar de pretender infructuosamente identificar y castigar eventos individuales de abuso que son difíciles de probar. Ese esfuerzo por parte de las autoridades sectoriales debe ayudar a distinguir sospechas de realidades, preparándolas para identificar, si es que las hay, estrategias de manipulación no conspicuas. Este hecho resalta la importancia de fortalecer, desde el punto de vista técnico, presupuestal y de herramientas prácticas la vigilancia del mercado.

Desde el punto de vista del diseño del mercado, la tarea es encontrar el modelo que minimice los incentivos para ejercer una posición dominante por los participantes, con miras a evitar costosos y prolongados litigios para demostrar que una firma ha hecho ejercicio del poder de mercado, en detrimento de los consumidores. Inicialmente, algunos reformadores pensaron que era posible recurrir al control *a posteriori* como único instrumento, hasta que la experiencia demostró que aún en los sistemas jurídicos más sofisticados, como en los EE.UU., este camino no ofrecía muchas perspectivas. Existe el consenso acerca de que, dadas las complejidades de los mercados, incluso un diseño que no produzca incentivos al ejercicio de poder dominante debe complementarse con un cuidadoso sistema de monitoreo del mercado que permita analizar la información para identificar comportamientos irregulares.

Identificar cuándo una firma está ejerciendo poder dominante en el mercado no es una tarea trivial, porque no toda situación de precios altos puede atribuirse a un mal comportamiento, sino que puede representar una legítima renta de escasez debido a la ocurrencia de una demanda mayor que la oferta disponible. Es difícil, especialmente para el consumidor, establecer cuándo se enfrenta a una u otra situación.

Probar o no la presencia de ejercicio de poder de mercado en un mercado mayorista es una labor que exige comprobar, más allá de duda razonable, que las acciones de un generador en la bolsa y/o en el mercado de contratos lesionan los intereses de los

consumidores o de otros generadores de manera consistente. Un primer reto de la supervisión consiste en que los costos “verdaderos” no son verificables y varían en el tiempo con los cambios en los fundamentales (hidrología, costos de los combustibles, tasa de cambio, margen de reserva) y la heterogeneidad de las expectativas. También se ven afectados dinámicamente por la misma regulación, como se demostró en este estudio. El segundo reto es separar la señal de respuesta de costos a cambios en fundamentales y a choques idiosincrásicos, incluyendo la remoción intencional de capacidad. El tercer reto consiste en detectar poder de mercado en episodios de precios altos, ya que, como se discute en este documento, es necesario examinar series de largo plazo para estimar si la tasa de retorno es extraordinaria en períodos multianuales. Todo esto indica la necesidad de esfuerzos adicionales en la supervisión.

Para encontrar diseños que minimicen los incentivos para ejercer poder de mercado es preciso, en primer lugar, entender cómo ofertan las firmas para maximizar ganancias dentro de un conjunto dado de reglas del mercado y cómo ejercen el poder dominante. Esto permite definir el conjunto de restricciones que afronta el diseñador al maximizar su función objetivo. No puede asumirse de antemano que todos los generadores se van a limitar a reducir cantidades, o a aumentar las cotizaciones de costos. El comportamiento dependerá del número y tamaño de unidades, de su tecnología de producción, del nivel de ingresos recibido por cargo por capacidad y de su nivel de contratación. En algunos mercados, por ejemplo, se ha observado que los generadores que disponen de un número alto de plantas, cada una de tamaño relativo pequeño, compiten en “funciones de oferta” que al tiempo reducen la cantidad ofertada y elevan el costo de cada unidad ofrecida.

Las firmas buscarán cualquier oportunidad para aprovechar las reglas del mercado a su favor. A este respecto es bueno recordar que bajo el supuesto de racionalidad individual debe esperarse que las firmas reciban rentabilidad suficiente para participar en el mercado o, de lo contrario, no lo harán (restricciones de participación). Para comprender como los productores maximizan sus ganancias en un mercado de ofertas de precios es útil el concepto de la curva de demanda residual (DR), que es la curva de demanda que encara un productor individual después de que los demás productores hayan tomado sus

decisiones de producción. La curva de DR es desconocida al momento de someter la oferta, por razones de incertidumbre sobre la demanda y sobre las acciones de los competidores, por lo que su elasticidad es una variable aleatoria².

Para maximizar sus ganancias, una firma debe obtener un precio en el mercado mayor que su costo marginal de producción, por lo que su curva de oferta óptima depende de la distribución de probabilidad de las elasticidades de su función de demanda residual. Si la DR para una firma dada es relativamente inelástica, entonces la firma puede maximizar ingresos limitando su oferta, si con ello obtiene un mayor precio para la oferta que pone en el mercado. Por tanto, la solución de diseño de mercado que trate de limitar el poder de mercado de las firmas debe lograr que las curvas de DR percibidas por todos los participantes sean tan elásticas como sea posible. Los generadores con una curva de DR infinitamente elástica no pueden causar impacto en el mercado con sus ofertas y su estrategia óptima es ofertar su curva de costos marginales. Esto debería llevar a precios de mercado próximos al óptimo pretendido por el diseñador.

La mayoría de las recomendaciones para controlar el poder de mercado que aparecen en las publicaciones pueden entenderse como formas de lograr que los productores enfrenten curvas de demanda residual más elásticas. Así, tanto la disminución de la concentración forzando a la venta de activos y obligando a los generadores a vender una porción considerable de su generación en contratos de largo plazo y a competir más agresivamente en el mercado de corto plazo, como las recomendaciones para tener una red de transmisión más robusta para evitar oportunidades de ejercicio de poder de mercado local, así como la participación activa de la demanda en el mercado y la credibilidad reguladora, tienen como consecuencia que los productores perciban curvas de DR más elásticas³.

De manera similar, podría pensarse que un mercado basado en costos, en lugar de ofertas

² Wolak, Frank. 2004. Designing Competitive Wholesale Electricity Markets for Latin America. Competitiveness Studies Series working papers C-104. Washington, DC, Banco Interamericano de Desarrollo. Disponible en http://www.iadb.org/RES/index.cfm?fuseaction=Publications.List&type=pub_type&pub_type_id=COM&pub_type_id_1=COM

³ Wolak Opt. Cit.

de precios, obtendría estos resultados, pero ello sólo es parcialmente válido. En efecto, el sistema no elimina todos los incentivos para mantener precios altos, sólo limita las posibilidades de hacerlo en las ocasiones en que el sistema se enfrenta a una demanda cercana a su capacidad, pero no las oportunidades para ejercerlo en períodos más prolongados, y existen numerosas oportunidades para manipular los costos o para elevar los precios por medio de retención de capacidad⁴.

Es claro que cada sistema ofrece restricciones particulares que requieren un tratamiento individual, como también que las medidas no son excluyentes sino complementarias, por lo que la combinación adecuada es un asunto empírico. Algunas soluciones, como la desintegración del mercado, pueden estar limitadas en mercados pequeños y, como ya se señaló anteriormente, la resistencia a que los consumidores se sometan a la volatilidad natural de los precios es muy fuerte y difícil de vencer, por no hablar de las dificultades de tener un proceso regulador creíble. Igualmente, si bien los contratos de largo plazo, aceptados universalmente como un instrumento indispensable para los mercados eléctricos, permiten disminuir los incentivos para ejercer poder de mercado en los mercados de corto plazo trasladando el problema al largo plazo, en donde la elasticidad es en principio mayor, requieren un cuidadoso sistema de contratación para asegurar que este sea el caso.

Los analistas académicos insisten en la necesidad de incluir la demanda como participante activo en los mercados, porque un mercado de pura oferta sería un mercado a medias y no lograría parte de los beneficios de eficiencia que se atribuyen a la competencia. Con frecuencia se argumenta que incluir la demanda final en el mercado mayorista no se puede lograr sin sistemas de medición sofisticados y costosos. Sin embargo, independientemente del progreso realizado en los últimos años a este respecto, esta explicación no sería tan válida en sistemas con generación predominantemente hidroeléctrica, en donde se observa baja volatilidad de precios durante el día, en

⁴ Ver por ejemplo: Arizu, Beatriz. 2003. "Market Surveillance in Cost Based Electricity Markets: Experiences in Latin America". Presentación en el Taller de Mercados de Electricidad, Semana de la Energía del Banco Mundial, febrero de 2003. Y, Pollit, 2004. Electricity reform in Chile: Lessons for Developing Countries. Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0448. Universidad de Cambridge, Reino Unido

comparación con los sistemas basados en combustibles fósiles. La volatilidad de precios se produce primordialmente a lo largo de las estaciones del año⁵ y podrían darse las señales adecuadas con base mensual. Los altos costos de oportunidad para el agua embalsada implican altos precios de electricidad para los meses o períodos venideros, pero lamentablemente ha sido muy difícil establecer este principio básico de tarificación a costo marginal.

En resumen, el enfoque actual de tratar de identificar y castigar el ejercicio unilateral de poder de mercado debe reemplazarse. Es más útil, como lo sugiere el Profesor Wolak a la SSPD, enfocarse en prevenir los comportamientos que puedan afectar negativamente la confiabilidad del sistema y la eficiencia del Mercado. Las autoridades pertinentes deben proceder a adoptar las recomendaciones del Profesor Wolak para implantar procedimientos que limiten el daño que otros participantes en el mercado experimentan a causa del ejercicio de poder de Mercado y estimar la magnitud de ese daño por medio de valores de referencia de precios competitivos.

9.2. Seguimiento del Mercado

El seguimiento del MEM para detectar abusos de poder dominante es inherentemente difícil. Aún cuando se cuenta con información detallada de plantas y ofertas, puede ser muy difícil determinar con un grado alto de certeza si las ofertas están justificadas por los fundamentos del mercado, o si han sido infladas para manipular los precios. Esta dificultad se debe al amplio espectro de factores que individualmente, y en conjunto, afectan la disponibilidad de las plantas, sus costos y su operación. El problema es particularmente agudo para plantas hidroeléctricas, donde sus costos dependen de la configuración de todo el mercado por un tiempo considerable en el futuro como se destacó antes en este informe. EL CSMEM en Colombia ha venido haciendo un esfuerzo considerable por adaptar al caso colombiano varios métodos desarrollados en otros países

⁵ Wolak (1999) aporta pruebas de ello en los mercados de Nordpool y Nueva Zelandia. Wolak, Frank. 1999. Market Design and the Behavior of Prices in Restructured Electricity Markets: An International Comparison. Documento No 051 de la serie PWP. Instituto de Energía de la Universidad de California. Berkeley.

para facilitar el seguimiento del mercado. Si bien tales métodos pueden mejorar el seguimiento del mercado, sólo en el mejor de los casos pueden proveer indicaciones de que el poder de mercado es un problema real. Para decidir si se ha ejercido poder de mercado en un sitio y momento dado, se requiere una investigación mucho más detallada de la que es posible con seguimiento ordinario del mercado.

Si el seguimiento del mercado es difícil, no por eso es menos necesario. En primer lugar, puede producir indicaciones de problemas subyacentes que pueden ser objeto de investigaciones más detalladas. Para evitar choques innecesarios con los generadores con intervenciones permanentes, es deseable que los que realizan el seguimiento tengan experiencia de primera mano de cómo funciona la industria, de tal manera que puedan diferenciar entre operaciones normales y abuso de poder de mercado. Igualmente, los vigilantes deben mantener un papel puramente informativo y de recomendación a las autoridades competentes quienes serían los encargados de tomar las decisiones o sanciones del caso.

El seguimiento del mercado puede prevenir el abuso de poder de mercado. Si bien puede ser difícil detectar desviaciones menores de un comportamiento competitivo, intentos flagrantes de manipular los precios del mercado no pueden ocultarse. Como mínimo, un seguimiento del mercado tendería a desanimar los intentos más obvios de abusar del poder de mercado. El seguimiento del mercado, al permitir conocimiento del funcionamiento real del mercado, puede informar al regulador sobre como mejorar el diseño del mercado y la regulación. Con recursos suficientes, el CSMEM puede avanzar en la caracterización del patrón de cotización de cada planta y conjunto de plantas por generador, su relación con el nivel de contratación, las correlaciones de las ofertas con los fundamentos; puede además documentar y evaluar en profundidad eventos especiales del mercado mayorista y pedir explicaciones a los agentes cuyo comportamiento sea errático, conspicuo o esté desligado del comportamiento de los fundamentos. La prueba reina, en forma reducida, consiste en detectar la presencia de promedios multianuales de retornos extraordinarios y su relación con la evolución de los precios, de acuerdo al tipo de planta. Como se indica en el capítulo 1, durante el desarrollo del estudio se discutieron con la

SSPD y el CSMEM algunos de los análisis efectuados y se hicieron algunas recomendaciones. Es necesario destacar el esfuerzo considerable que la SSPD viene haciendo para fortalecer el análisis y la visita del profesor Wolak, líder mundial en este tipo de trabajos, cuyas recomendaciones seguramente conducirán a mejorar una tarea fundamental para el futuro del MEM.

9.3. Generación fuera de mérito y generación restringida por capacidad de transmisión

Como resultado de los problemas experimentados por las interrupciones de la transmisión, desde 2001 en Colombia existe un sistema para controlar el poder de mercado local mediante un techo a la reconciliación positiva para los generadores que son llamados a prestar generación de seguridad (Resolución 034 de 2001). La definición del techo de precios definido en la Resolución 034 ha sido siempre disputada por los generadores. El techo está fijado en un valor que ha inducido a generadores en algunas circunstancias a presentar ofertas para evitar ser llamados fuera de mérito (ofertas excesivamente altas). Como tal, esto parecería indicar que el techo se fijó demasiado bajo.

La regulación de ofertas (o precios) se requiere para generación de seguridad (generadores que son requeridos para operar para asegurar el balance de potencia), puesto que inevitablemente poseen una gran capacidad de ejercer poder de mercado. Son pivotaes y capaces de controlar el precio del mercado. No es necesario regular cuando hay varios generadores que puedan prestar el servicio. Se debe regular, por lo tanto, únicamente aquellos casos en que los generadores sean realmente pivotaes⁶. Debido a la falta de información es una tarea difícil para el regulador establecer el valor preciso del techo de precios, en particular para centrales hidroeléctricas. Se puede errar por exceso o por defecto, pero es indispensable que se tenga una holgura con respecto a lo que el regulador considera correcto. La información histórica en este contexto podría ser muy

⁶ Wolak en forma similar sugiere que se identifique un grupo de generadores que cumplan esta función, operación obligatoria, y se regule su remuneración

valiosa.

El Documento CREG 086 de noviembre de 2008, *Análisis de Alternativas para Remunerar la Generación de Seguridad Fuera de Mérito*, puso para discusión de los participantes alternativas para hacer compatible la Resolución 34 de 2001 con los requerimientos de las OEF, que constituyen un excelente inicio para una solución racional para los problemas mencionados. Por lo pronto, debe anotarse que si el techo de precios está basado en un estimativo de los costos de producción y los eventos de fraccionamiento del mercado son largos, podría estarse reduciendo el nivel de ingresos necesarios para remunerar el capital, violando así las restricciones de participación de los generadores.

En el mercado de Colombia, los generadores que se despachan por mérito, pero no pueden inyectar su producción por restricciones de capacidad de la red de transmisión, reciben una compensación proporcional a su declaración de costos. Algunos observadores afirman que este mecanismo es manipulado por algunos generadores en los períodos en que es predecible la congestión de red, mediante la inflación de sus ofertas. Debe anotarse que la práctica de pagar compensaciones a generadores restringidos por red no es universal. Por ejemplo, en el mercado nórdico, los generadores no tienen el derecho irrestricto de vender sin tener en cuenta la disponibilidad de la red. La justificación de tal derecho podría darse si el dueño de la red fuera responsable de los sobrecostos al sistema asociados a la restricción. Sin embargo, este no es el caso de Colombia porque el operador no enfrenta estos pagos ni es responsable de la planeación del sistema de transmisión. No es clara entonces la justificación de incentivos que ha llevado a introducir estas compensaciones. Si se desea mantener el esquema de compensación, es necesario revisar la racionalidad de tales pagos, la compatibilidad con los incentivos y los problemas de implantación práctica, sobretodo si se tiene en cuenta que, en este caso, detectar conductas anticompetitivas o puramente de persecución de rentas es aún más difícil. Una posible solución consiste en usar los techos de precios de generación fuera de mérito como base de los pagos de la generación restringida por red. Otra, más difícil y que requiere mucha filigrana, es no remunerar en todos los casos estos

eventos.

9.4. Información

La CREG, mediante la Resolución 006 de 2009, introdujo restricciones en la información disponible a los participantes en el mercado. En particular, la información sobre las ofertas en la bolsa no estará disponible sino después de tres meses. Decidir sobre cuanta información es deseable implica sopesar la importancia de dos consideraciones. De un lado, una mayor información permite a los participantes individuales del mercado tener una mejor planificación de sus operaciones. Del otro lado, mayor información facilita a los participantes la coordinación de su comportamiento, permitiendo potencialmente la colusión tácita. La solución a esta disyuntiva tiene implicaciones tanto para la cantidad, como para el tipo de información que debe estar disponible a los participantes en el mercado. En particular, mientras la planeación generalmente requiere información adecuada solamente sobre agregados del mercado (como el nivel del embalse a nivel regional o nacional), la coordinación requiere información al nivel de los participantes individuales. En consecuencia, la restricción de información sobre los participantes individuales (incluyendo ofertas, disponibilidad y nivel del embalse) podría hacerse sin necesariamente perjudicar la necesidad de planificación, siempre y cuando la información agregada esté disponible.

En el mercado Nórdico las ofertas individuales son confidenciales y no están disponibles para nadie (ni siquiera con rezagos, ni para investigadores individuales). Aún más, en Noruega la información acerca de niveles de embalses está disponible solamente a nivel regional y con algunos rezagos. La razón para restringir la información ha sido (parcialmente) para dificultar la colusión tácita. Se debe tener en cuenta, sin embargo, que los participantes en el mercado, por lo menos los más grandes, generalmente son capaces de obtener la información por varios métodos. No es por lo tanto siempre claro que tan efectivas sean las restricciones de información. Si este es el caso, se puede alegar que las restricciones introducen una desventaja de información para los participantes más pequeños. Por todas estas razones, en todo caso, dada la importancia y potencial impacto

de esta medida, debe evaluarse su efectividad en un período razonablemente corto de tiempo, para identificar si, en efecto, sirvió sus propósitos o no. En particular según el criterio del operador del mercado, las actuales restricciones limitan la capacidad de coordinar los esfuerzos para hacer frente a la emergencia ocasionada por El Niño y el suministro de gas. Fedesarrollo considera, por lo tanto, que las medidas deben ser removidas con celeridad⁷.

9.5. Costos de arranque y parada

Como respuesta a la observación de los generadores térmicos de que sus altas ofertas son debidas a la posibilidad de no recuperar sus costos de arranque y parada (CAP) con el sistema actual de ofertas únicas (CAP y costos variables), si sus plantas se despachan solamente un período corto de tiempo y a capacidad mínima, la CREG sometió a consulta un procedimiento para separar las ofertas en la resolución 012 de 2009. Mediante ese procedimiento se permite a los generadores térmicos hacer ofertas separadas por CAP y por costos variables, se realiza un despacho óptimo para todas las horas del día en forma simultánea, de tal manera que se minimice el costo total incluyendo los CAP, se variabiliza el CAP de las plantas seleccionadas entre la energía generada en el sistema durante las horas en que la planta esté en operación y su valor se añade a la oferta de CV marginal. La recuperación del CAP para cada planta se asegura completando el valor que recibe por su producción propia con transferencias de los generadores hidráulicos de los recaudos de la porción variabilizada de los CAP en exceso del CV marginal que reciben, en forma similar a como se recauda el cargo por confiabilidad. Además de los problemas que la implantación de tal esquema implica, la resolución 014 ha sido criticada por los generadores hidráulicos, quienes se ven privados de la renta asociada con los CAP. La Resolución CREG 051 de 2009⁸, emitida a fines de mayo, acoge algunos de los reparos y

⁷ En su informe a la SSPD el Dr. Frank Wolak sugiere que se elimine la restricción a un conjunto importante de información y que en el caso de mantenerla no sea por un periodo superior a dos semanas. Igualmente en la comunicación de XM a la CREG se pone d presente que las resoluciones relacionadas con la información se han convertido en un obstáculo para el manejo de la presente emergencia.

⁸ La Resolución 051 y el Documento CREG 046 de 2009 que analiza las alternativas se refieren a otros aspectos relacionados con los cambios como son la manera de tener en cuenta la reconciliación positiva, los servicios auxiliares y otros que no son objeto de análisis en este documento.

presenta el diseño definitivo por recomendación de Peter Cramton⁹ similar, pero no igual, al recomendado por el *Standard Market Design* en los Estados Unidos. La Resolución 051 garantiza a cada planta térmica que, en caso de ser despachada, siempre podrá recuperar los costos variables, representados en sus precios de oferta, más sus CAP ofertados. El procedimiento adoptado para ello consiste en añadir al precio de bolsa un valor adicional, ΔI_N , el cual resulta de dividir el valor necesario para asegurar a las térmicas la recuperación de sus ofertas por toda la demanda del día. Este adicional es devuelto por los generadores que no requieran la compensación y asignado a quienes sí la requieran, por lo que se mantienen algunas de las reservas anteriores.

La primera pregunta que se podría hacer con respecto al problema, es si su magnitud amerita entrar en complicaciones como la propuesta (y en particular porqué no había sido considerado como un problema antes). Parecería, que la operación por corto tiempo (y variable) de las plantas térmicas, que efectivamente han venido siendo utilizadas como unidades de punta, algunas veces por sólo una o dos horas al día, es de alguna manera inusual y puede haber sido debido a las condiciones hidrológicas asociadas con el fenómeno de la Niña. En un sistema hidro-térmico como el colombiano se esperaría que las unidades térmicas se utilicen principalmente como unidades de base en períodos de condiciones hidrológicas secas. En tales períodos, los CAP serían distribuidos en muchas horas y por tanto no requerirían un margen muy alto entre el precio de bolsa y el CV (puesto que las unidades hidroeléctricas fijarían el precio, éste tendería a exceder el CV de las unidades térmicas en cualquier caso). No obstante, como ya se indicó anteriormente, el margen de reserva ha venido reduciéndose ante el crecimiento de la demanda y una oferta que no aumentaría hasta el año 2011, lo que haría que las plantas térmicas sean necesarias para atender la punta, particularmente si la disponibilidad hidráulica es baja.

Decidir sobre sí la magnitud del problema es lo suficientemente grande como para ameritar medidas específicas es importante porque cualquier medida de tal naturaleza muy probablemente implicaría una ruptura con la filosofía general de contar con una

⁹ Ver anexo documento CREG 046 de 2009.

estructura de ofertas sencilla, y la propuesta de la resolución 012 de la CREG ciertamente lo hace. No sería deseable desviarse de tal filosofía a no ser que realmente sea necesario.

Pueden existir razones prácticas para desviarse del ideal teórico, pero deben hacerse explícitas para poder establecer su importancia. Podría argumentarse, por ejemplo, que si bien el problema no es estructural, sino solamente episódico, ocasionado por una situación particular del margen de reserva y condiciones hidrológicas extremas como el caso de La Niña, es lo suficientemente importante para ameritar alguna acción. Dado el *trade-off* existente entre simplicidad y rigor teórico sería necesario evaluar el impacto de alternativas diferentes en este contexto. La Resolución 051 es un paso en esa dirección. Sin embargo, al cobrar el *uplift* dentro de la bolsa introduce ruido en el precio de bolsa. Si bien los generadores que no requieren la compensación reciben el costo marginal, los térmicos que la requieren son compensados por CAP y la demanda paga la compensación, el precio de bolsa es afectado por un ruido y se mantiene la odiosa transferencia intrabolsa entre los generadores.

Si se considera que el problema de los CAP es estructural, y lo suficientemente importante como ameritar un rediseño del sistema de ofertas, lo que implica que la situación observada en el pasado, cuando no se detectaba el problema era transitoria, entonces existe una razón de peso para encontrar la solución correcta. Entre más importante sea el problema, más importante es encontrar la solución correcta. Los precios en el mercado mayorista producen las señales para la nueva inversión, particularmente de capacidad de punta, y es, por lo tanto, esencial establecer las señales de precios que fomenten la construcción de capacidad de punta eficiente (más comúnmente asociada con centrales hidroeléctricas).

9.6. Mercado de Contratos

La discusión del capítulo 3 pone de presente que la necesidad sentida más apremiante de los participantes en el mercado eléctrico colombiano es la falta de oportunidades de cobertura y de mayores alternativas de contratación. Esto se ve magnificado por la

discusión referente al tema de poder de mercado. Con excepción de las recientemente establecidas subastas por energía firme, no existe en Colombia un mercado organizado de contratos. Los contratos de largo plazo se transan en forma bilateral entre generadores y comercializadores o clientes. La ausencia de un mercado líquido y profundo de contratos es especialmente costosa para los usuarios no regulados, como los industriales.

Una conjetura razonable es que la falta de un mercado organizado de contratos da lugar a menores oportunidades de cobertura para los participantes en el mercado. Los UNR se quejan de que los contratos no tienen plazos suficientemente largos o que a sus convocatorias acuden solamente un generador con ofertas de precios elevados, lo que los obliga a depender del precio de bolsa. Otro indicador que la falta de un mercado organizado de contratos debilita el desempeño del sector eléctrico colombiano es la importancia que tales mercados han adquirido en otros países. Dos ejemplos notables son el Reino Unido y los países Nórdicos, entre los precursores del desarrollo de los mercados eléctricos. Allí una porción muy grande de las transacciones tiene lugar en el mercado organizado para productos estandarizados. Los productos más populares son varios tipos de contratos financieros de diferentes duraciones, que pueden ser transados en bolsas líquidas que permiten una liquidación eficiente y segura y, por supuesto, favorecen su transabilidad. Condiciones que no pueden faltar para llegar son la presencia de productos estandarizados y la posibilidad de verificar la calidad crediticia de las partes involucradas.

Parecería que la falta de un sistema organizado de contratos financieros estandarizados de largo plazo en Colombia se debería a que el marco legal para operar un mercado de este tipo no existía hasta hace poco. Esto dejaba como única alternativa el tipo de propuestas que la CREG ha venido discutiendo desde hace algunos años. Esta legislación existe ahora y ha permitido poner en operación importantes elementos como la cámara de compensación. Más aún, en el momento de escribir estas líneas se avanza en el lanzamiento de, por lo menos, dos sistemas de negociación que incluyen inicialmente contratos *forward* de electricidad (negociados sobre el contador, OTC). La primera es un esfuerzo conjunto entre XM y la Bolsa de Valores de Colombia (BVC) y la otra viene

siendo promovida por la Bolsa Nacional Agropecuaria.

En el momento de escribir este informe, la CREG se encuentra haciendo ajustes finales a su propuesta del MOR¹⁰ de contratos de largo plazo obligatorios para comercializadores de usuarios regulados y opcional para usuarios no regulados. La propuesta busca atender varios objetivos, incluyendo:

- Establecer un precio de referencia para el repaso de los costos de generación al mercado regulado.
- Proveer instrumentos de cobertura de riesgos para comercializadores y generadores.
- Mejorar la liquidez del mercado de contratos.
- Proveer instrumentos para el manejo del riesgo de crédito de los comercializadores.
- Mitigar la capacidad de ejercer poder dominante unilateral de mercado por parte de los generadores.

Si bien la propuesta ciertamente contribuiría a lograr esos objetivos (especialmente, los generadores pequeños y los consumidores pequeños y medianos encontrarían un sitio para transar, reduciendo sus costos de transacción), no es muy claro que constituya la mejor solución a un problema que es cierto. Dejando aparte aspectos del diseño detallado (que merecen más escrutinio) se presentan los aspectos más generales que merecen revisión:

- En primer lugar, si bien la propuesta permite utilizar los contratos para establecer un precio único de referencia para el repaso de los costos de generación, no es necesario para ello. Existen otras alternativas, tal vez mejores, para solucionar ese problema. Un ejemplo podría ser utilizar un índice basado en el promedio móvil de los precios de bolsa.
- En segundo lugar, si bien el MOR permitiría a los comercializadores y a los generadores cobertura para el riesgo de precio de bolsa, no es claro que estos contratos sean el producto que los participantes en el mercado realmente

¹⁰ Documento CREG 077 de 2008 y Resolución CREG 023 de 2009

necesitan. En particular, el procedimiento de comprador único hace que todo el riesgo de proyección de demanda recaiga sobre los comercializadores y/o sus clientes¹¹. No existen procedimientos para ajustar posiciones de los comercializadores antes de nueve meses del inicio de entrega. El tipo de producto, que sigue la curva de carga nacional, crea asimetrías dependiendo del comercializador.

- En tercer lugar, el MOR requiere que CREG o XM establezcan una cámara de compensación para manejar el riesgo de crédito de los comercializadores. Esto implica una socialización del riesgo al trasladarlo de los generadores a los comercializadores y sus clientes. Dado que en Colombia ya existen instituciones en el sector financiero que pueden prestar estos servicios, no es claro que su pretendido costo adicional compense las distorsiones de socializar el riesgo. El sistema de garantías que se piden a los comercializadores debilita el existente para la bolsa, introduce asimetrías al no exigirlos para ciertos comercializadores, limitando así la protección contra el riesgo sistémico. La ausencia de garantías de largo plazo, junto con la posibilidad de utilizar la limitación de suministro resultan en que en la práctica no exista garantía de cubrimiento de precio a la demanda durante el Periodo de Compromiso MOR.
- Cuarto, el requerimiento de que todos los comercializadores que venden al mercado regulado estén cubiertos con contratos puede aumentar los niveles globales de contratación. Sin embargo, el MOR puede reemplazar mercados de contratos alternativos, de tal manera que el efecto real en la contratación (y por lo tanto en el incentivo de los generadores para manipular el precio de bolsa), no es claro.
- En quinto lugar, la introducción de contratos estandarizados en si misma generará liquidez. Sin embargo, si la negociación de contratos en el MOR no está disponible para los comercializadores, sólo los generadores y UNR y que no se puedan negociar contratos entre los UNR y los comercializadores hace que este aumento sea limitado.

¹¹ Una Carta de la Superintendente de Servicios Públicos de fecha afirma que el sistema de comprador único es contrario a la ley 143 que estipula que los contratos serán libres.

- En sexto lugar, los precios obtenidos en la subasta pueden diferir de la evolución del precio de bolsa por un tiempo suficientemente largo. El problema es que la simultaneidad de la contratación introduce alta correlación en los precios de entrega de los contratos de todos los compradores. Este riesgo sistémico aumenta las probabilidades de intento de renegociación masiva de todo el lado de la oferta o de todo el lado de la demanda cuando los precios de contratos y los de bolsa se desadaptan. Este no es un problema en los mercados líquidos y transados a diferentes plazos, pues cada agente decide cómo y cuanto contratar. Pareciera que el MOR, como esquema de comprador único, tendrá el efecto paradójico de acelerar la creación de un mercado de cobertura para evadir sus impactos sistémicos.
- Finalmente, el hecho de que sea una subasta de un solo lado del mercado deja algunas dudas sobre su efectividad como instrumento para suavizar el riesgo y evitar movimientos abruptos de los precios.

Puede argumentarse que el efecto de los contratos de largo plazo financieros en los incentivos para ejercer poder de mercado debe mirarse a la luz de las OEF. La existencia de las OEF pueden limitar los incentivos para ejercer poder de mercado de varias maneras: fomentan la inversión y, por lo tanto, la capacidad disponible; fomentan la entrada de nuevos jugadores; y establecen un límite superior a los precios de bolsa por medio del precio de escasez al cual la opción de compra puede ser ejercida. No es muy probable, sin embargo, que los contratos de energía firme sean suficientes para eliminar el poder de mercado: la capacidad adicional es limitada; los generadores establecidos han ganado la mayoría de la energía subastada; y la protección ofrecida por el precio de escasez es efectiva solamente para precios muy altos. No hay duda, entonces, que el fomento de los contratos de largo plazo pueda contribuir a controlar el poder de mercado, otra cuestión es si la mejor solución sea el MOR.

Según Frank Wolak¹², el modelo de comprador único, implícito en el MOR, que restringe la participación de los comercializadores, junto con un período de planeamiento

¹² Wolak Frank. 2009. Comunicación personal

relativamente corto, limitan las posibilidades de hacer más competitivo el mercado de contratos. Si se obligara a los comercializadores a comprar un volumen equivalente (o una porción) de su demanda actual en subastas de contratos con período de planeamiento más largo, tres años, ello permitiría la participación de firmas nuevas; si además se permite a los comercializadores participar en el mercado secundario esto aumentaría la competencia. Un período de planeación más largo permitiría también evitar un impacto indeseable en los precios de los contratos si se produce la subasta durante un El Niño, cuya duración puede ser de 2 años. Si bien, en principio, un segmento de la demanda contratado en subastas con períodos de planeamiento largos pudiera hacer más pujante la competencia, en la práctica la mayoría de las plantas en la próxima década ha sido asignada a los generadores establecidos a través de las subastas del CC¹³.

En general, si bien el MOR contribuye de alguna manera a resolver el problema de la falta de oportunidades de cobertura para los participantes en el mercado de electricidad y ofrece una solución parcial a los problemas anotados en la contratación del mercado no regulado, la propuesta levanta un número de importantes interrogantes que ameritarían un análisis más detenido. Además de los mencionados anteriormente, sería necesario precisar otros aspectos relacionados con el detalle del diseño y el tratamiento impositivo. Así, por ejemplo, el procedimiento a seguir en caso de que los generadores decidan no participar activamente en las subastas y/o éstas sean declaradas no competitivas, en cuyo caso los comercializadores quedarían sub-contratados. En el momento se discute si la recomendación presentada por los asesores jurídicos de la CREG con relación al tratamiento de los impuestos del cuatro por mil es correcta, o si por el contrario la figura adoptada encarecería los costos de transacción.

¹³ Un nuevo participante que fuera motivado solamente por las expectativas de un contrato de dos años no asegura la estabilidad que le proporciona el CC.