

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Tercer informe de avance

Preparado por:

Jorge Mercado
Gabriel Sánchez-Sierra
Pablo Roda

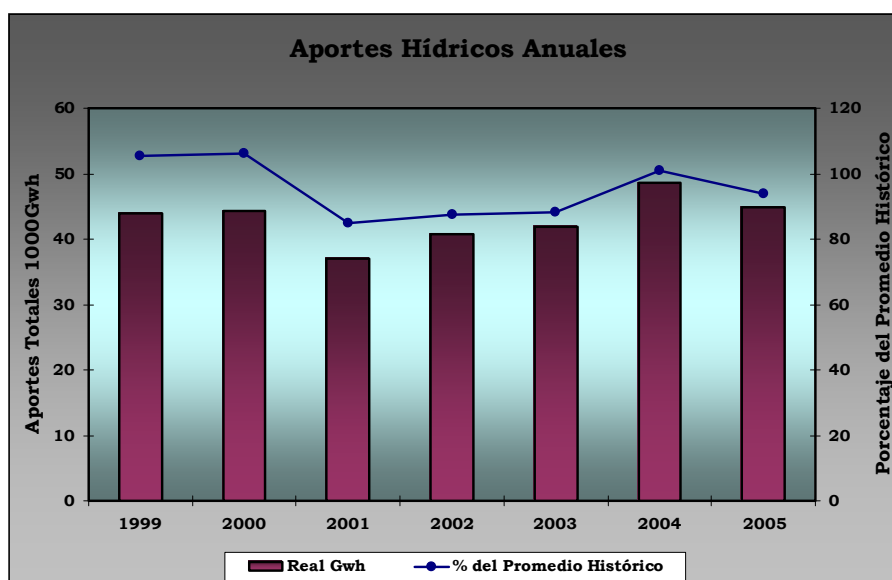
Bogotá, Mayo 25 del 2006

1. Contenido

Inicialmente el CSMEM tenía previsto presentar en este informe una serie de indicadores y análisis que permitieran caracterizar las estrategias de oferta de distintas plantas y agentes en el mercado. No obstante, se han enfrentado problemas en el acceso a las bases de datos del MEM, que impidieron construir series de tiempo con la evolución de precios de oferta de las plantas. Estos inconvenientes se están superando en el corto plazo y se espera que el análisis previsto sea objeto del próximo informe.

En este documento, entonces, el CSMEM se concentra en actualizar y analizar algunas series de tiempo que permiten caracterizar la estructura del mercado mayorista en términos de aportes anuales de energía hidráulica, la composición de las transacciones entre contratos bilaterales y bolsa y, las reconciliaciones. Estos índices se tomaron y actualizaron del estudio “*Una Visión del Mercado Eléctrico Colombiano*” preparado para la UPME por Argemiro Aguilar y Javier Díaz. Finalmente, se presenta una breve reseña bibliográfica del documento de Frank Wolak, “*Designing Competitive Wholesale Electricity Markets for Latin América Countries*”.

2. Energía disponible en el sistema por aportes hídricos

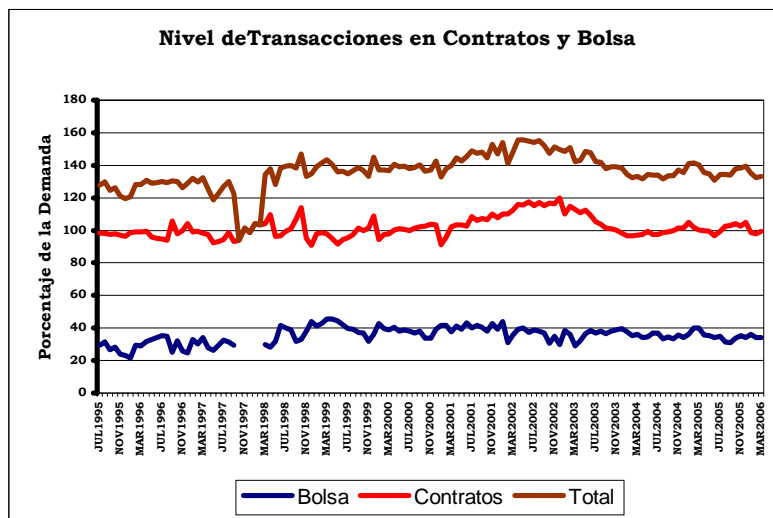


Los aportes hídricos anuales tendrían la capacidad suficiente para cubrir el 97% de la demanda de energía, si se considera conjuntamente el período 1999 – 2005. Lo anterior a pesar de que los aportes agregados para este período se situaron en un 95% de los promedios históricos. Las estadísticas describen una característica del sistema colombiano, en el sentido en que la generación térmica, en ausencia de restricciones, solo es requerida en períodos con hidrologías inferiores a los promedios históricos.

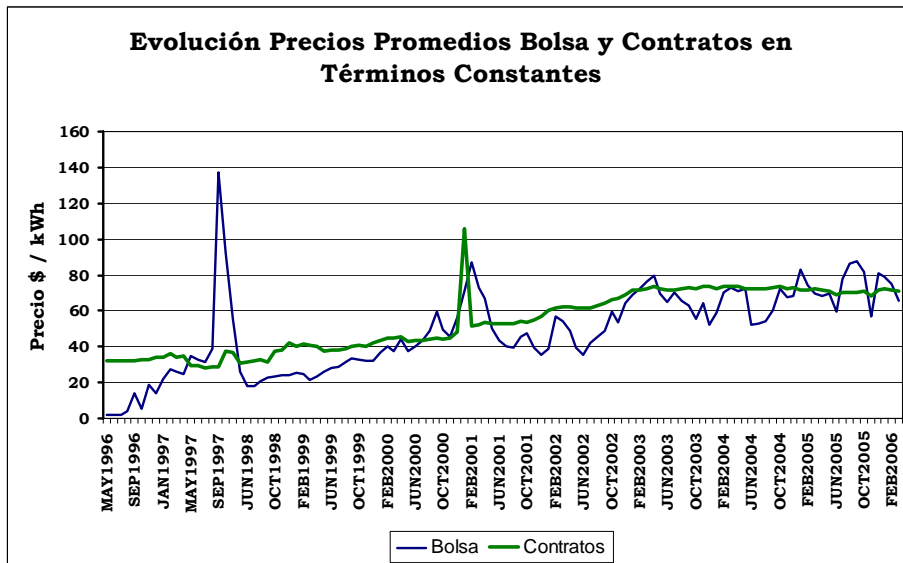
En el período analizado en cuatro años los aportes no fueron suficientes para atender la demanda de energía: 2001 (87%), 2002 (92%), 2003 (91%) y 2005 (90%); Los aportes superaron la demanda en tres años: 1999 (110%), 2000 (109%) y 2004 (102%). Los registros en esta década, entonces, no han enfrentado situaciones dramáticas como la de febrero de 1998, donde los caudales fueron apenas del 39% de los promedios históricos.

3. Transacciones del mercado

Como se reseña en la publicación citada, los niveles de contratación han superado históricamente la demanda de energía, lo cual es una condición normal en este tipo de mercados. En la gráfica se observa que los contratos bilaterales se han venido estabilizando en niveles que cubren el 100% de la demanda y las transacciones de bolsa en porcentajes cercanos al 40%. Esta diferencia entre los niveles de contratación y la demanda efectiva está relacionada con contratos de respaldo que no son finalmente liquidados y, en algún grado, con la participación de agentes que entran en transacciones sin demanda real de energía, con fines especulativos.

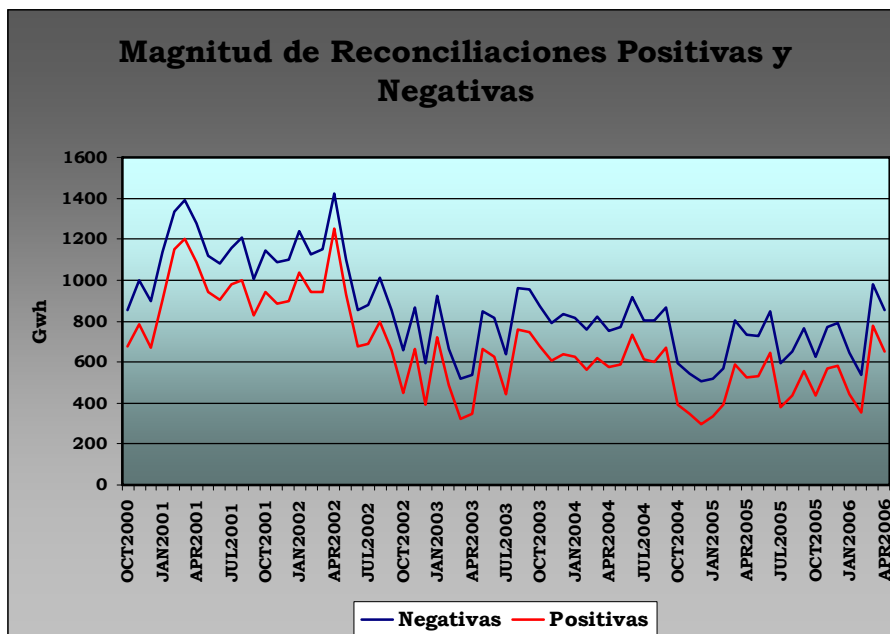


La siguiente gráfica ilustra el comportamiento del precio de la energía mayorista en bolsa y contratos. Es destacable como, a medida que se ha venido consolidando el MEM, los precios de bolsa han venido convergiendo alrededor del precio medio de contratos que, a su vez, disminuyó notablemente su varianza. Este comportamiento es consistente con un mercado eficiente, en el cual se minimizan las posibilidades de arbitraje. De hecho, en los primeros años del mercado se presentaban períodos prolongados con brechas de precios de magnitudes considerables, en la cual los precios de bolsa se situaban sistemáticamente por debajo del precio de los contratos. De acuerdo con esta tendencia, con el tiempo se han reducido las asimetrías de información y tanto compradores como vendedores han aprendido a negociar la energía.

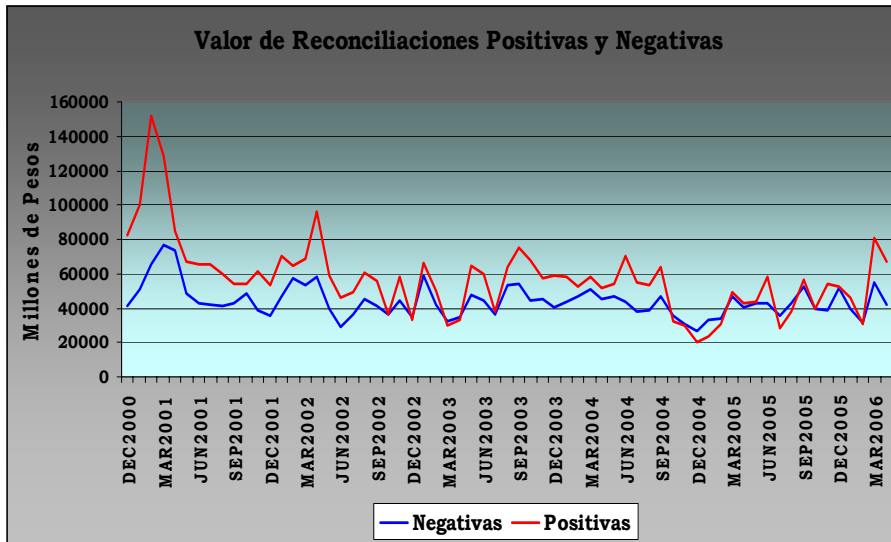


4. Reconciliaciones

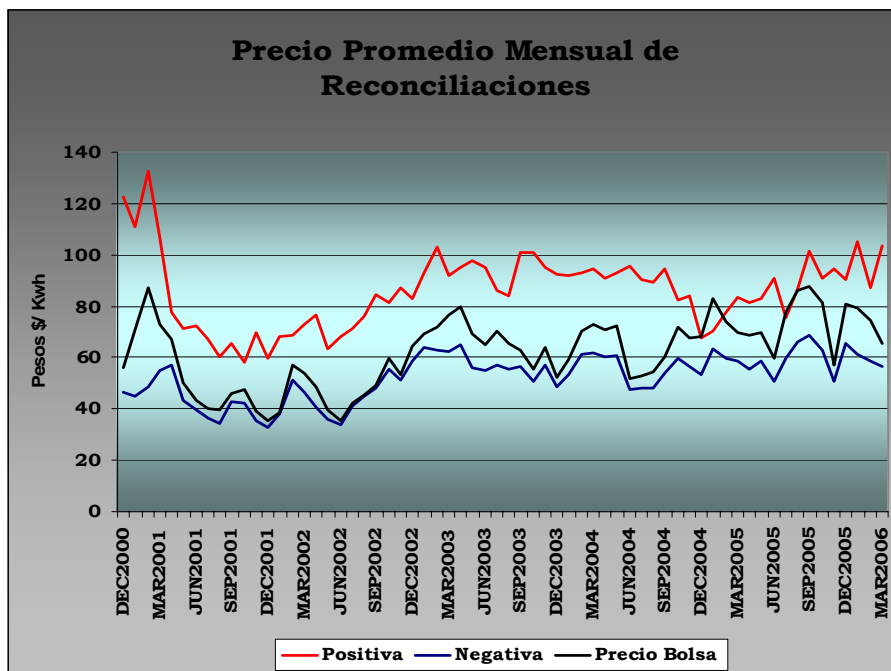
En la siguiente gráfica se muestra como el sistema eléctrico ha venido reduciendo su vulnerabilidad. Los promedios para la primera parte de la década se situaban alrededor de los 1000 GWh al mes; en la segunda parte las reconciliaciones oscilan alrededor de 600 Gwh/mes. Con estas magnitudes las reconciliaciones representan alrededor de un 16% de la demanda de energía; de este porcentaje dos terceras partes corresponde a generación fuera de mérito y una tercera parte a AGC.



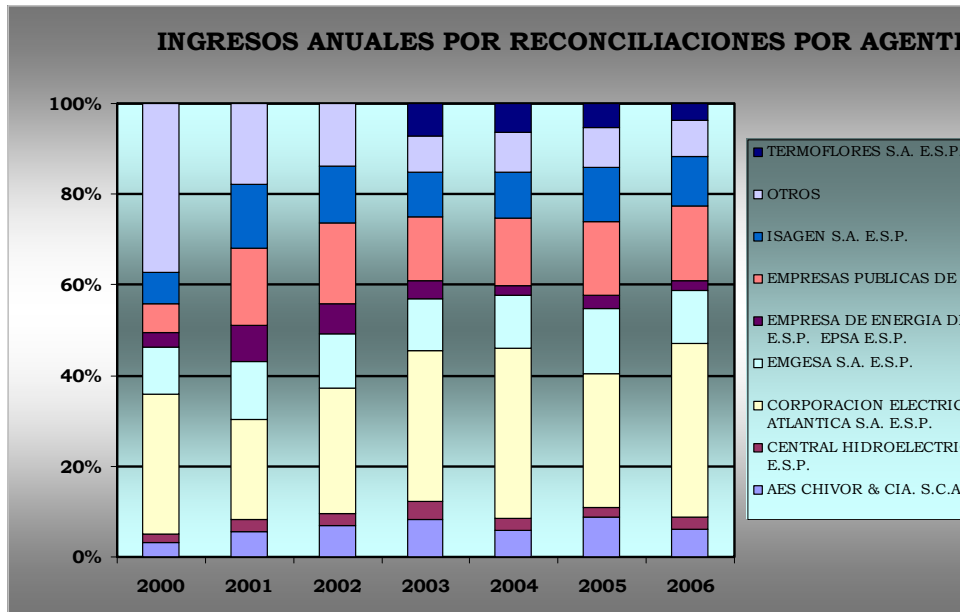
La caída en el valor de las reconciliaciones ha sido aún mas acentuada que en energía. En el período 2000 – 2001 las reconciliaciones llegaron a costar 140.000 millones de pesos mensuales. Los niveles actuales oscilan alrededor de 40.000 millones.



La reducción del valor de las reconciliaciones está explicada, además, por la reducción en los precios a los que se cancela la energía fuera de mérito, que fueron acotados por la resolución 34 del 2001. El precio por Kwh, que en la crisis de principios de la década superó los 120 pesos, se ha reducido a promedios cercanos a 80 \$/Kwh. Preocupa no obstante, el aumento de este valor que se viene presentando desde finales del 2005, a pesar de la tendencia decreciente del precio de bolsa. El CSMEM buscará las razones de este comportamiento, que ha significado un aumento del costo de la energía en varias decenas de miles millones al mes.



La costa atlántica ha tenido la mayor participación en los ingresos por reconciliaciones positivas, en particular a través de las térmicas de CORELCA. Este dato muestra que la mayor vulnerabilidad del sistema continúa siendo la región caribe. Se observa que el mercado de reconciliaciones se ha venido concentrando, en la medida que la participación de “otros” agentes se redujo desde casi el 40% en el 2000 hasta menos del 10% en todos los años desde el 2003.



5. Objetivos de un sistema de seguimiento de los sectores eléctricos de América Latina

Del documento mencionado anteriormente de Wolak, se encuentran cinco elementos básicos para asegurar el éxito del manejo de los mercados mayoristas:

- a) La necesidad de contar con suficientes generadores independientes que hagan un mercado competitivo
- b) La necesidad de contar con un mercado de Futuros de propiedad privada que permita negociar compromisos de largo plazo de electricidad.
- c) La necesidad de contar con un número importante de consumidores de electricidad.
- d) La importancia de contar con una red de transmisión sólida que permita la competencia entre los agentes
- e) La necesidad de tener un mecanismo regulatorio confiable.

Por otra parte, el documento de Wolak también identifica siete desafíos principales que tiene el mercado eléctrico latinoamericano para lograr una adecuada reestructuración:

- a) Dificultades para introducir competencia en mercados dominados por plantas hidroeléctricas
- b) La dificultad de establecer mercados de futuros en los sistemas eléctricos de la región
- c) El gran desafío de contar con sistemas regulatorios independientes y sólidos
- d) Revisar la conveniencia de contar con sistemas basados en costos y no en ofertas
- e) Determinar la regulación del prestador de última instancia
- f) Generar mecanismos financieros que faciliten la expansión del sistema para cubrir la demanda

- g) El papel del Gobierno en relación con la participación privada, en particular la inconveniencia de tener en el sector empresas generadoras del Estado.