

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS
DOMICILIARIOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE
ENERGÍA ELÉCTRICA

Quinto informe de avance

Preparado por:
Jorge Mercado
Gabriel Sánchez-Sierra
Pablo Roda

Bogotá, Agosto del 2006

Análisis del mercado de reconciliaciones

1. Introducción

En los informes anteriores el CSMEM ha enfocado su atención en la dinámica de fijación de precios de bolsa bajo los esquemas ideales de despacho. No obstante, un porcentaje importante de la energía que se transa en el MEM se genera “fuera de mérito” y da origen a reconciliaciones. La diferencia entre el despacho ideal y el efectivo surge de limitaciones en la red de transmisión (o en la disponibilidad de los generadores) que impiden que la totalidad de la energía asignada estrictamente por su menor costo (precio de oferta) pueda atender la demanda en las distintas localidades. Bajo estas circunstancias, el operador del mercado debe asignar plantas cuyas ofertas superaron el precio de mercado para que generen y cubran la demanda en zonas con limitaciones de transporte y déficit de generación.

Aquellas plantas que deben generar por encima de lo asignado en el despacho ideal reciben una reconciliación positiva equivalente al diferencial de energía entre el programa ideal y el despacho real. Esta energía se liquida a un precio calculado como el mínimo entre los máximos horarios del precio de oferta y el de bolsa (Considerando la demanda internacional).

La generación fuera de mérito, puesto que el programa ideal de despacho considera toda la demanda, obliga al operador a reducir la generación de ciertas plantas cuyas ofertas eran lo suficientemente bajas para haber sido incluidas en el despacho ideal. Estas plantas reciben los ingresos correspondientes a la energía idealmente prevista liquidada al precio de bolsa, pero se les exige reconocer al sistema una reconciliación negativa, calculada como el diferencial entre la generación ideal y la real, multiplicada por el precio de oferta¹.

Las decisiones acerca de que plantas deben generar para atender los déficits de energía en las zonas con limitaciones (reconciliación positiva) y cuales deben reducir su producción por debajo de lo idealmente programado para asegurar el balance de oferta y demanda del sistema (reconciliaciones negativas) también siguen procedimientos que involucran eficiencia económica. Las reconciliaciones positivas se asignan a aquellas plantas que estén en capacidad técnica de surtir la energía donde se necesita (considerando las restricciones de transmisión) siguiendo el orden ascendente en que hayan presentado sus ofertas al MEM. Las negativas, a las plantas con mayores precios de oferta.

¹

La resolución 34 introduce modificaciones a la liquidación de restricciones en períodos de aislamiento de zonas eléctricas. En el caso de las plantas térmicas, la reconciliación positiva se estima como el mínimo entre el precio de oferta y un precio “administrativo” compuesto por la suma estimada por el regulador de los costos variables de generación. En el caso de las hídricas, la reconciliación positiva se liquida al mínimo entre el precio de oferta y un precio de referencia que varía en función del nivel de embalse y está determinado por una función lineal trazada por el regulador. Las negativas se cancelan a un precio equivalente al promedio entre el precio de oferta y el precio de bolsa.

Las restricciones del sistema imponen dos costos económicos. Por un lado es necesario adquirir energía más costosa que lo que determina el mercado puesto que se despachan plantas con ofertas por encima del umbral de méritos en el despacho ideal (reconciliaciones positivas). Por otra parte, es necesario reconocer ingresos a plantas por energía no despachada. Este último costo equivale a la energía involucrada en las conciliaciones, multiplicado por el diferencial entre el precio de bolsa y el de oferta. (Reconciliaciones negativas).

Además de estos costos, el estudio de las reconciliaciones es esencial dentro del monitoreo del mercado mayorista porque el poder de mercado de ciertas plantas, localizadas en zonas sujetas a restricciones, puede ser mayor que el que se detecta en el análisis de la determinación del precio de bolsa. De hecho, una planta en estas zonas, si las restricciones son estructurales, enfrenta una curva de demanda residual más inelástica que las plantas que compiten por la demanda agregada del sistema y, por lo tanto, detenta mayor poder de mercado.

Se pueden plantear hipótesis de explotación del mercado a través de estrategias tales como:

- **Reconciliaciones positivas:** una planta que con alta probabilidad sea requerida para cubrir el déficit de generación en la zona, dados el déficit de generación y las limitaciones en el flujo de importaciones de energía, puede actuar como monopolista en un rango importante de precios, o como oligopolista que enfrenta una demanda residual muy inelástica.
- **Reconciliaciones negativas:** Una planta que anticipa la presencia de excedentes de energía en su zona (dadas las limitaciones de exportación) y por lo tanto la necesidad de incurrir en reconciliaciones negativas, puede presentar ofertas de precios artificialmente bajos, incluso inferiores al costo marginal, con el objeto de minimizar el monto de la reconciliación y, en consecuencia, aumentar los ingresos asociados a energía no generada.

En este informe aún no se presentan estadísticos formales para validar las hipótesis. Sin embargo, se presenta un análisis de la magnitud y el costo del mercado de reconciliaciones y se tipifican los comportamientos de los agentes en las distintas zonas del país.

El documento está organizado de la siguiente manera. En la primera parte se presenta la evolución y estructura de las reconciliaciones a nivel agregado y por zonas. En la segunda se observa el papel que desempeñan los distintos agentes en cada una de las regiones, primero para las conciliaciones positivas y posteriormente para las negativas.

2. Descripción general del mercado

En promedio, las reconciliaciones positivas han significado un costo para el sistema de 57.329 millones de pesos mensuales, en el período comprendido entre enero del 2001 y junio del 2006. Las negativas, en este mismo período ascienden a 44.435 millones de pesos mensuales.

Como se observa en el siguiente gráfico, la estructura espacial de las reconciliaciones está claramente definida y obedece, en su mayoría, a limitaciones estructurales en la red de transporte. El 69% de las conciliaciones positivas se han generado en la región del norte que abarca todos los departamentos de la costa Atlántica. En la costa, con alta probabilidad, es necesario ordenar la generación de plantas fuera de mérito, para suplir la incapacidad de la red de transmisión de canalizar los flujos necesarios para cerrar el desbalance entre oferta (en mérito) y demanda. El nordeste y el sur occidente son zonas donde las conciliaciones positivas superan las negativas. En estas zonas también existen restricciones que obligan, con frecuencia, a abastecer la demanda con generación fuera de mérito.

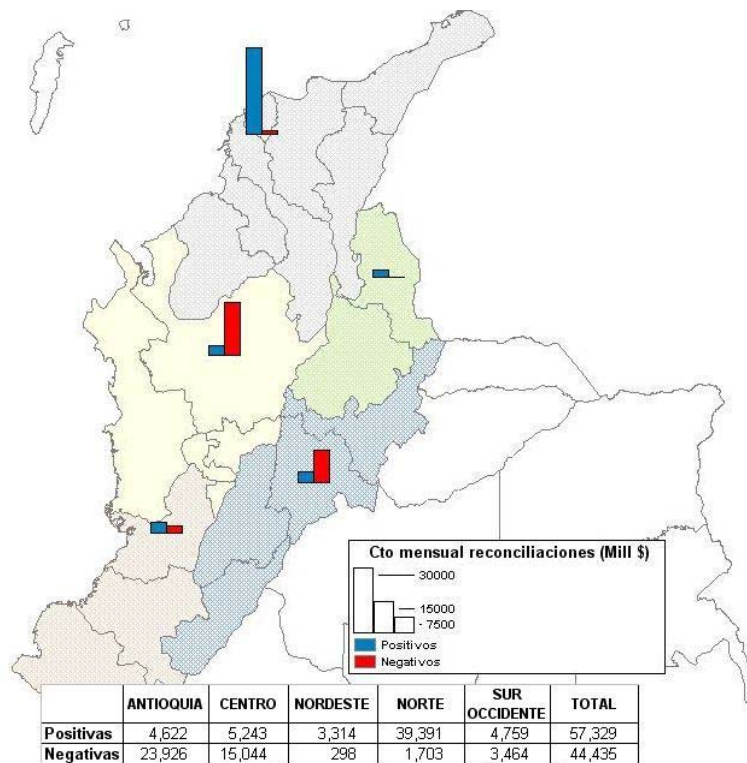


Ilustración 1 Reconciliaciones positivas por región

El 88% de la energía en mérito no despachada para abrir espacio a la generación asociada a las reconciliaciones positivas proviene de las zonas de Antioquia, Boyacá y Cundinamarca, con dos terceras partes del costo de reconciliaciones negativas concentrado en el primer departamento.

El resultado anterior se corrobora con un índice alternativo. Durante el período analizado, el 53.1% de la energía consumida en la Costa Atlántica provino de reconciliaciones positivas y se generó por plantas cuya oferta en el MEM superó el precio de bolsa. Para el 2006, este porcentaje se redujo al 48%. En otras palabras, la zona norte exige ampliar la capacidad de transmisión al equivalente de la mitad de su demanda si se quiere que la totalidad de la energía consumida sea la de menor costo.

También se puede considerar elevado el porcentaje de la demanda atendida por reconciliaciones positivas en el nordeste. En las otras tres zonas, las reconciliaciones positivas presentan porcentajes moderados que no responden a restricciones estructurales sino a problemas ocasionales y mantenimientos que se encuentran en el rango normal de operación del sistema.

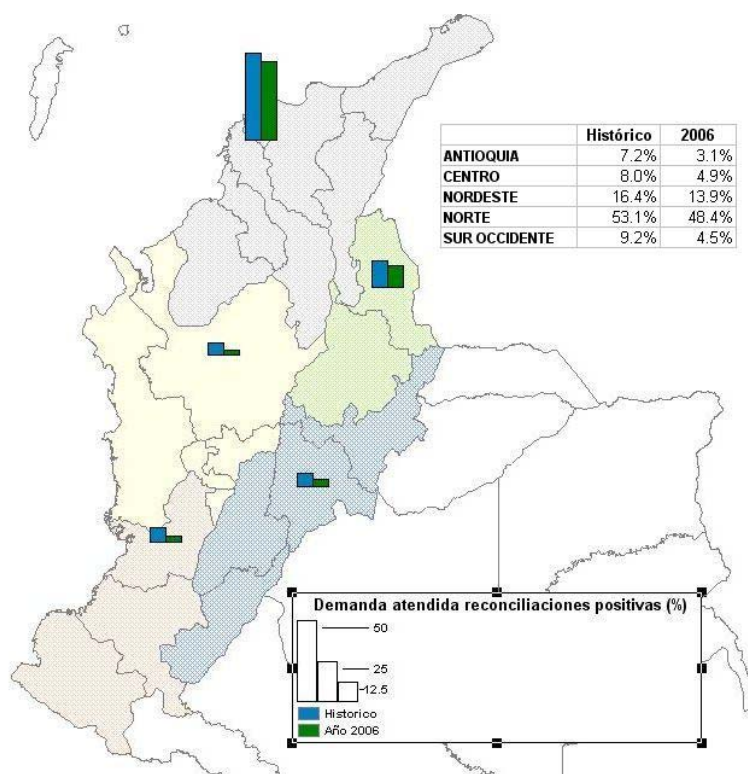


Ilustración 2 Energía de demanda atendida con reconciliaciones positivas

En el siguiente conjunto de gráficos se puede visualizar la dinámica de las reconciliaciones en términos de magnitud (GWh/mes), costo (millones de pesos mes) y precio (\$/KWh) para cada una de las regiones. En promedio el sistema ha demandado 670 GWh/mes de reconciliaciones positivas, de los cuales 433 corresponden a la zona norte. Esta energía es equivalente a destinar de manera permanente una planta de 600 MW a generar fuera de merito. Se observa una tendencia decreciente en la magnitud de las reconciliaciones positivas más o menos marcada en todas las zonas. En la zona norte el promedio para 2005 – 2006 es un 74% del estimado para 2001 – 2002. No obstante, como se mencionó, siguen siendo muy elevados y presentan una gran varianza.

Las reconciliaciones negativas obviamente han seguido la tendencia decreciente observada en las positivas. No obstante, en este caso se observa una recomposición importante en términos de la distribución espacial. Al inicio del período Antioquia (incluido Caldas), contribuía con casi la totalidad de las reconciliaciones negativas. Desde el 2002, sin embargo, las participaciones de Antioquia y la zona centro son similares.

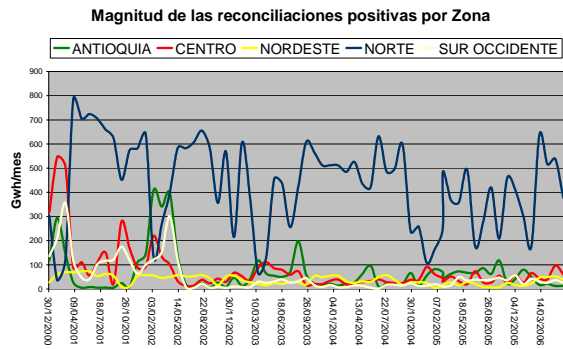


Ilustración 3 Magnitud Reconciliaciones positivas por zonas

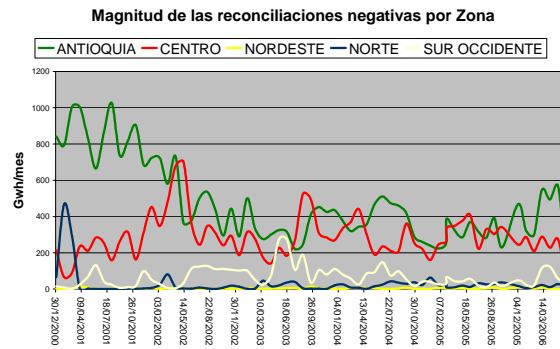


Ilustración 4 Magnitud Reconciliaciones negativas por zonas

Los precios de las reconciliaciones positivas se han movido alrededor de un promedio cercano a los 80 \$/KWh, con un crecimiento moderado muy similar al de la inflación. El promedio para las zonas con mayores niveles de reconciliación es superior y el promedio se ubica en 93 \$/KWh en la costa atlántica y 98 \$/KWh en el nordeste. En promedio el precio de las reconciliaciones positivas ha estado 24 \$/KWh por encima del mercado, lo que equivale a casi un 40%. Se debe hacer énfasis en que el mayor diferencial entre el precio de las conciliaciones positivas y el de mercado se alcanzó en junio del 2006. La persistencia de los altos costos en las reconciliaciones, cuando el precio de la bolsa está a la baja, puede estar relacionado con factores de costo, como el aumento en el costo de gas natural y la baja oferta de energía hídrica en la costa, pero conviene descartar la posibilidad de uso de posición dominante en el mercado de las conciliaciones.

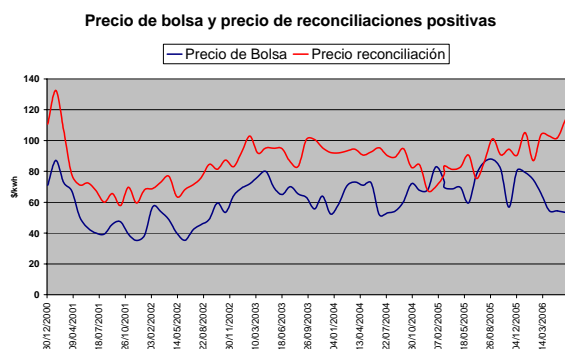


Ilustración 5 Precio de bolsa vs precio de reconciliación positiva

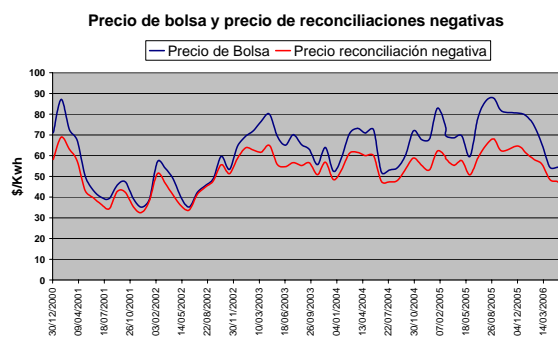


Ilustración 6 Precio de Bolsa vs Precio de reconciliación negativa

El precio promedio para las reconciliaciones negativas, por su parte, ha sido de 52 \$/KWh, un 85% del precio de bolsa. En otras palabras la energía no generada se cancela un 15% por debajo del precio de bolsa y el sistema debe cancelar una magnitud igual de energía a un precio 40% por encima del referente en la bolsa.

La dinámica del costo de las reconciliaciones sigue el patrón esbozado en la gráfica de magnitudes. En términos nominales el costo de las reconciliaciones positivas ha descendido desde promedios mensuales de 68.000 millones al mes en el período 2001 – 2002 a 45.000 millones/mes en el período enero 2005 – junio 2006. Esta reducción, sin duda está relacionada con los fortalecimientos a la red de transmisión y la presencia de hidrologías relativamente altas en los dos últimos años.

3. Análisis por planta y zona (reconciliaciones positivas)

A continuación se caracterizan las distintas zonas eléctricas en función del papel que cumple cada planta en las reconciliaciones. El primer indicador muestra el porcentaje de energía asociada a reconciliaciones que generó cada planta en la respectiva zona. El segundo indicador muestra el porcentaje de días al año que determinada planta suplió energía en el mercado de las reconciliaciones. Finalmente, el tercer indicador expresa el porcentaje de la energía generada por la planta que se atribuye a restricciones positivas. Los indicadores se calculan para el promedio histórico (2001 – 2006) y, en los últimos casos, para el promedio 2006.

Norte

Cerca del 55% de la energía asociada a reconciliaciones positivas en la costa atlántica la genera una sola planta: TEBSA. El 45% restante se distribuye de forma más o menos homogénea entre 11 generadores. De esta forma se puede afirmar que TEBSA, quizás por que aprovecha las economías de escala, si bien no tiene una posición monopólica en este mercado, si ostenta un poder de mercado significativo.

Sorprende los niveles que adquiere el segundo indicador. Un gran porcentaje de los días del año, las plantas son solicitadas para cubrir energía del mercado de las reconciliaciones positivas. Se encuentran plantas como TEBSA y URRÁ con promedios de alrededor del 90% de los días generando fuera de merito, hasta una moda en plantas que una quinta parte del tiempo es despachada para suplir reconciliaciones positivas. Este indicador corrobora el carácter estructural de las restricciones en la región, en la medida en que una fracción importante del tiempo la capacidad está destinada a atender generación exigida por limitaciones del sistema. Con relación al promedio del período se observa que TEBSA, Termoflores, Termobarranquilla y Termocartagena aumentaron en lo que va del 2006 el porcentaje de días con requerimientos de energía de reconciliación a costa del resto de plantas para las cuales el indicador ha descendido.

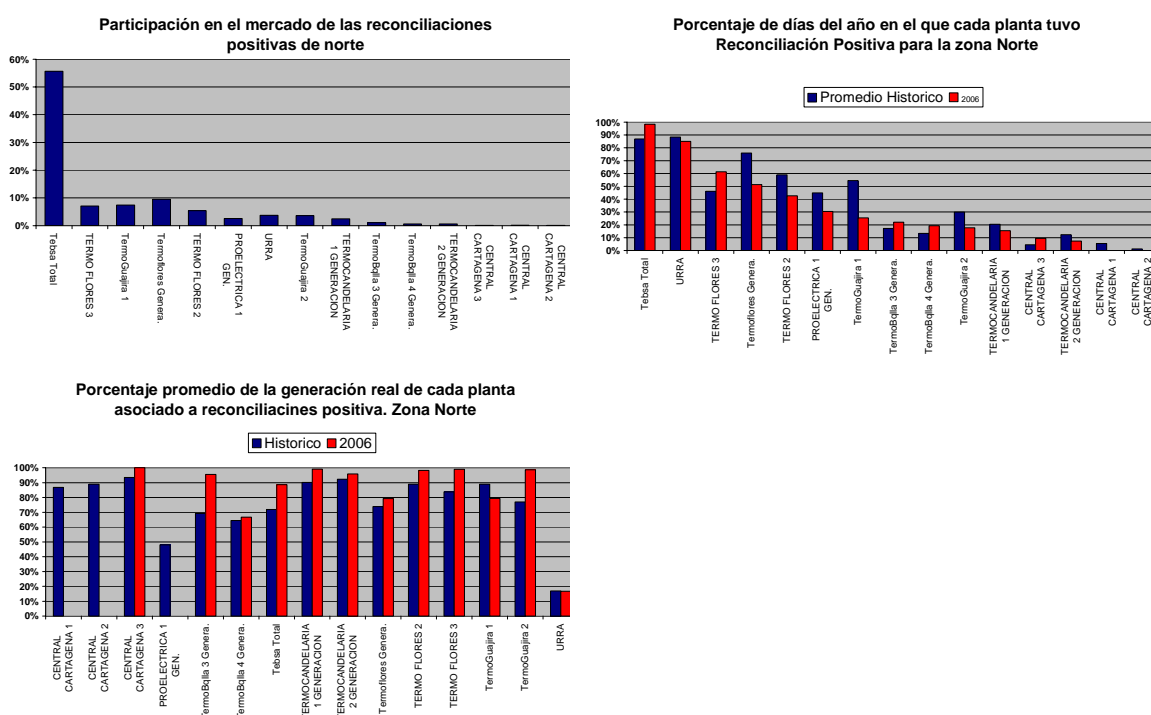


Ilustración 7 Participación del mercado de reconciliaciones en la zona Norte

El tercer indicador muestra con más fuerza el problema estructural del MEM en la región caribe. En el promedio histórico (simple por planta), el 75% de la energía se generó para atender reconciliaciones positivas. En otras palabras, solo un 25% de la energía se despachó bajo méritos en la determinación de precios del MEM. Las cifras son más contundentes en el 2006, cuando el promedio simple del porcentaje de energía de reconciliaciones representó el 85% de la energía generada por las plantas de la zona. De hecho la única planta para la cual la generación mayoritariamente se decide en el juego de oferta y demanda del MEM es Urrá, única hidroeléctrica de la región.

Los indicadores presentados muestran que la eficiencia económica que se pueda obtener por la competencia entre ofertas en el MEM, se restringe considerablemente por la generación fuera de méritos en la zona norte. En próximos informes se extenderá el análisis de demanda residual y el índice de

Lerner para evaluar el poder de mercado que sustentan las plantas generadoras en esta región originado en las restricciones del sistema.

Nordeste

En el nordeste, que comprende los Santanderes, el 90% de la energía atribuible a despachos fuera de merito la surte Tasajero; le sigue en importancia las importaciones de energía desde Venezuela. En el 2006 Tasajero, fue requerida para reconciliaciones positivas más del 90% de los días y la interconexión con Venezuela una tercera parte. El resto de generadores de la región solo se despachó por reconciliaciones positivas esporádicamente o, no se despachó por este concepto.

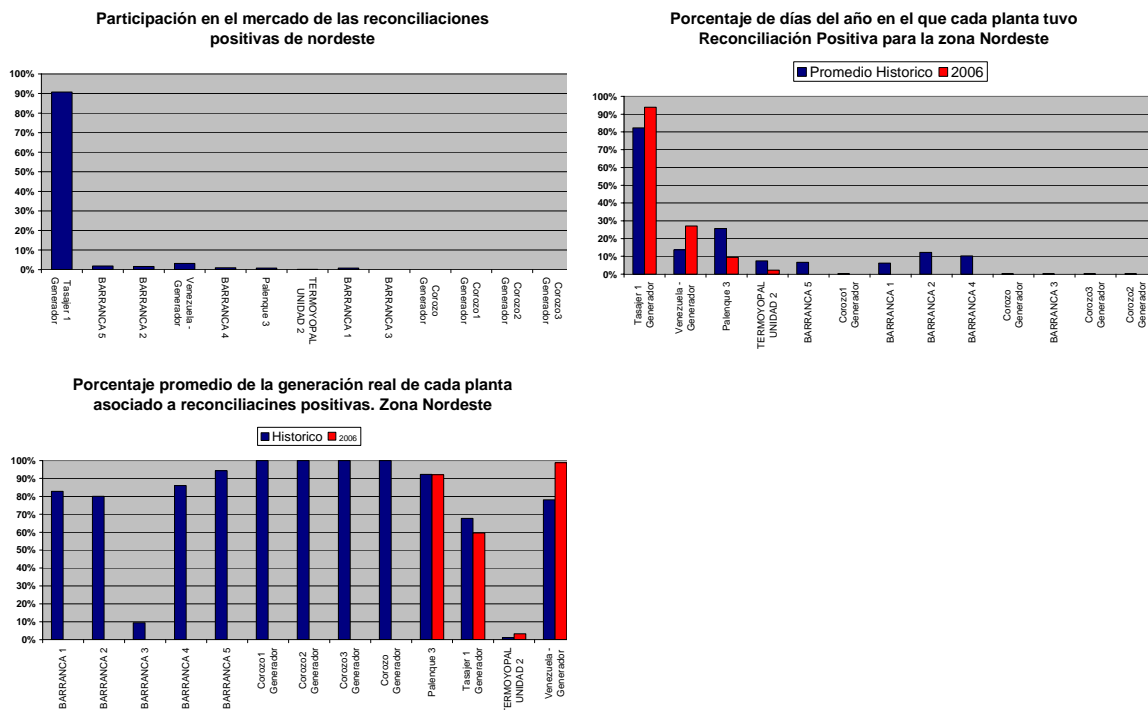


Ilustración 8 Participación del mercado de reconciliaciones en la zona Nordeste

A pesar de que Tasajero aportó la mayoría de la energía en reconciliaciones positivas, solo un 60% de su generación se transó en este mercado; el 40% restante se atribuye a generación por meritos. En contraste, la interconexión con Venezuela y casi la totalidad de las plantas de la región, han destinado la mayoría de la energía generada a cubrir reconciliaciones positivas.

Como en el caso de la costa, en el nordeste se puede esperar un elevado poder de mercado de Tasajero en la generación por restricciones. No obstante, a diferencia de TEBSA, Tasajero despacha un volumen significativo de su producción bajo méritos en el MEM.

Centro

En el centro la oferta en conciliaciones positivas está mucho menos concentrada y, en general sigue los patrones de los despachos bajo meritos del MEM. Las plantas que más contribuyen a atender esta demanda son Guavio,

Chivor y Paraíso Guaca, pero ninguna alcanza a explicar mas del 40% del mercado. Adquieren cierta importancia las térmicas del altiplano Cundiboyacense cuya participación en la generación sin restricciones es marginal.

Para Prado y Paipa IV, de hecho, este tipo de generación, como se observa en la segunda gráfica, la generación por reconciliaciones ocupó el 98% y 80% de los días respectivamente, probablemente por restricciones del sistema de carácter muy localizado.

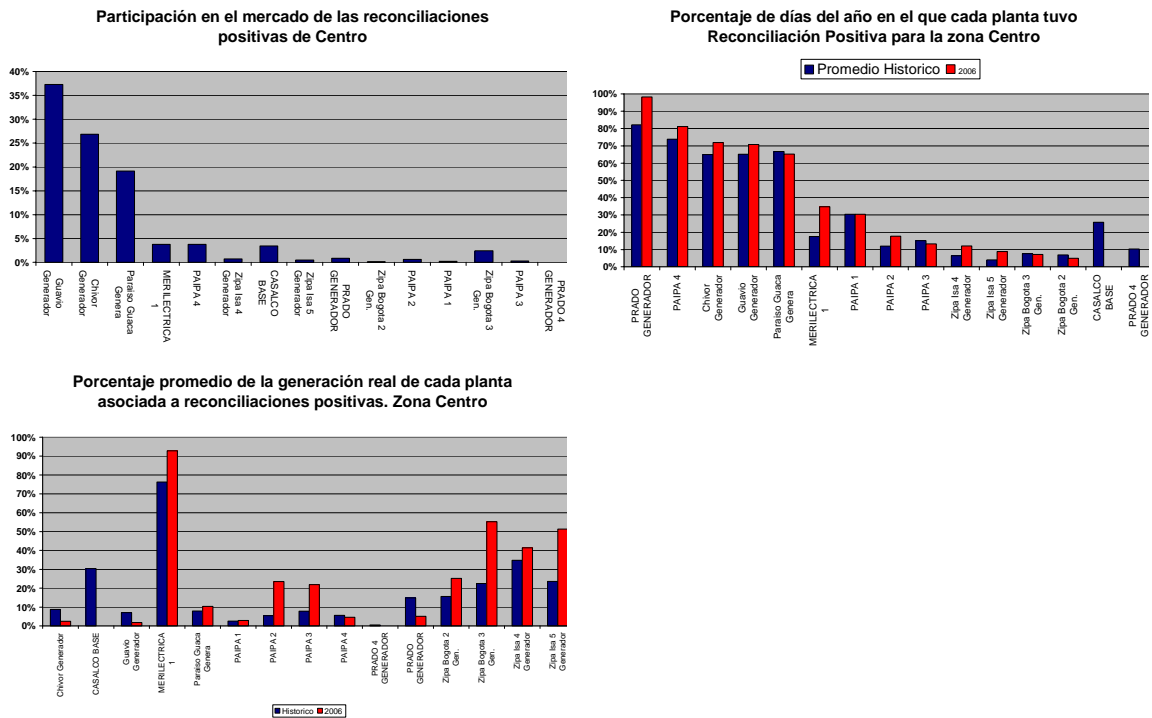


Ilustración 9 Participación del mercado de reconciliaciones en la zona centro

Para Merrieléctrica y las térmicas de Zipaquirá, la generación fuera de méritos representó el 90% y alrededor del 50% de la energía despachada, respectivamente. En el resto de plantas del centro, las conciliaciones positivas explican un porcentaje bajo de la generación.

De acuerdo con lo anterior el análisis de poder de mercado en esta zona se debe concentrar en limitaciones muy puntuales y, presumiblemente, no se deben esperar los resultados de concentración identificados en la costa y el Nordeste.

Antioquia

El caso de Antioquia es similar al del centro. Los despachos por conciliaciones positivas son atendidos mayoritariamente por las hídricas con mayor participación en el mercado de méritos. San Carlos, Guatrón y Porce concentran las mayores generaciones en conciliaciones positivas pero ninguna explica, individualmente, más del 30% de esta demanda. Se destaca la importancia en este submercado de Latasajera, con cerca de un 12% de la demanda de conciliaciones.

En el 2006 se observa un aumento en el porcentaje de días en que las generadoras son requeridas para suplir energía bajo restricciones. Jaguas, San Carlos, la Miel y Guatrón se exigen más del 60% de los días a atender este tipo de despachos. Paradójicamente Latasajera, que como se mencionó es la térmica que en más contribuye a cubrir la demanda de reconciliaciones, solo es solicitada una quinta parte de los días para esta función.

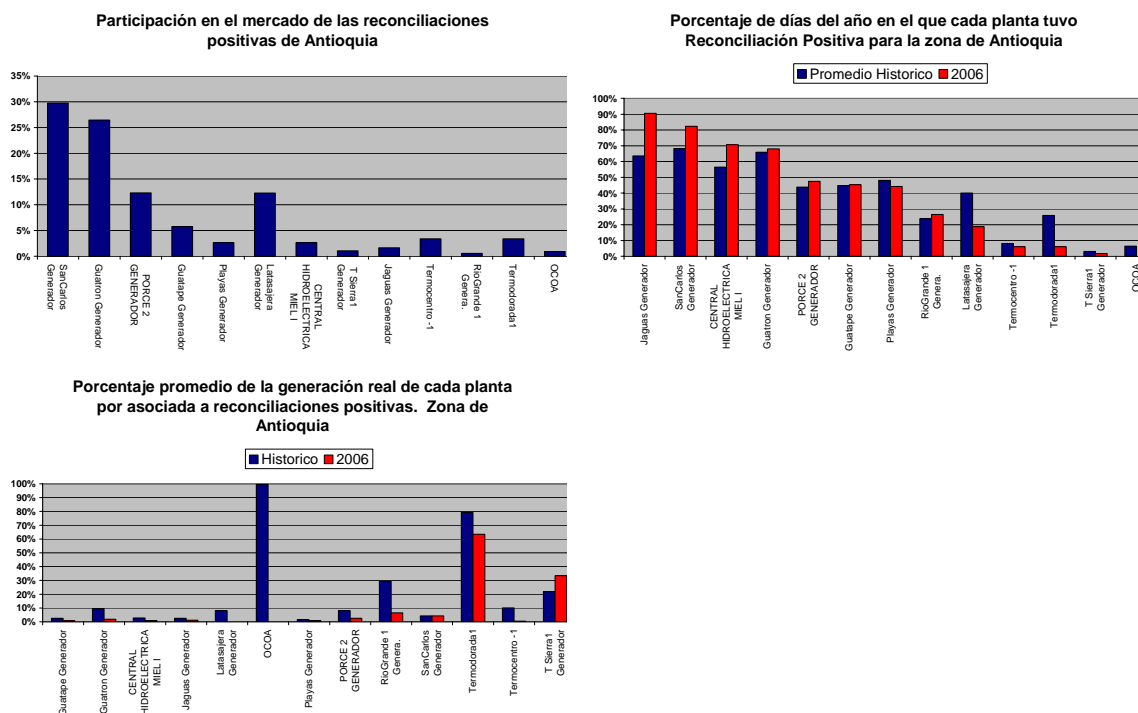


Ilustración 10 Participación del mercado de reconciliaciones en la zona de Antioquia

Puesto que el porcentaje de energía en la región atendido por conciliaciones positivas es bajo, en general este tipo de ventas no significa un monto importante sobre la producción general de las plantas en la zona Antioquia. Las excepciones son las siguientes térmicas: OCOA, que históricamente la totalidad de su generación se destina a cubrir conciliaciones (cero requerimientos en el 2006); termo Dorada donde este submercado explica más del 60% de su generación y Termo Sierra, para el cual representa cerca de una tercera parte.

En Antioquia, entonces, tampoco hay señales de que las generaciones fuera de mérito impongan un poder de mercado adicional al general del MEM.

Suroccidente

En el sur del país son las hídricas quienes cubren el mayor porcentaje de requerimientos por reconciliaciones positivas. Entre Albán y Betania explican el 70% de este tipo de generación, y se alcanza un 80% si se suman Salvajina y Calima. El 20% restante, correspondiente a generación térmica, lo explica en cerca de dos tercios Termovalle y en el otro tercio Termoemcali.

En el 2006, Salvajina generó para cubrir reconciliaciones positivas todos los días del año y Betania y Albán cerca de un 70%. Al parecer, entonces, restricciones de carácter local hacen que estas plantas sean exigidas un alto porcentaje del tiempo.

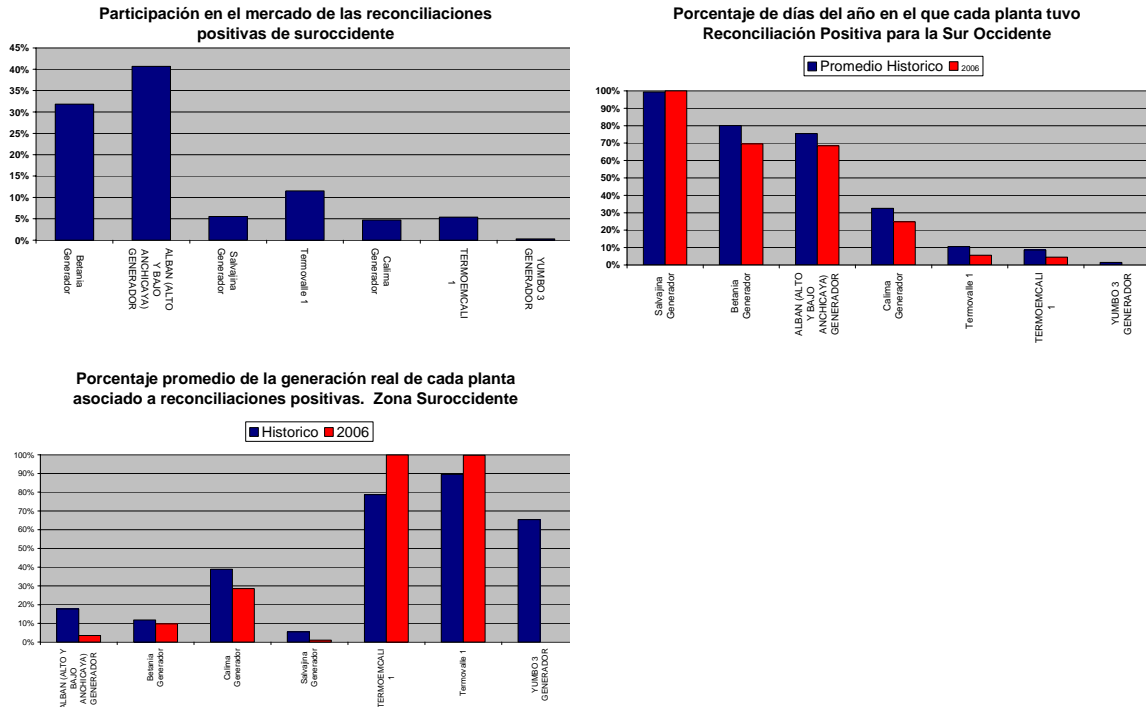


Ilustración 11 Participación del mercado de reconciliaciones en la zona suroccidente

Este año la totalidad de la generación de Termovalle y Termoemcali esta asociada a restricciones del sistema. Lo anterior se debe a los elevados costos que enfrentan estas plantas con lo cual solo pueden competir por fuera de meritos. En contraste, el porcentaje de energía despachada por las hídricas para atender las limitaciones del sistema es bajo.

Si bien el mercado del Valle no está concentrado a los niveles de la costa y el nordeste, conviene analizar, bajo que circunstancias son requeridas las unidades térmicas, que relación hay entre estas y las hídricas y si las restricciones de transporte permiten algún tipo de estrategia por parte de los agentes, que aumente la probabilidad de incurrir en conciliaciones para la zona.