

SEGUIMIENTO A LAS RESTRICCIONES DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO

EDGAR CADAVID MAZO

eacadavid@xm.com.co

XM, Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

RESUMEN

Se presenta la importancia de la red de transmisión en la operación de los mercados competitivos de electricidad, describiendo cómo son consideradas las limitaciones de la red en la operación del mercado e introduciendo el concepto de las restricciones eléctricas. El concepto de restricción es tratado a partir de cómo es considerado en el Mercado de Electricidad Colombiano y cómo se liquida, por tanto se introducen los conceptos de Reconciliación Positiva y Negativa utilizados en el cálculo de las restricciones.

Teniendo como objeto principal el seguimiento a las restricciones del Sistema de Transmisión Colombiano, se construye un índice diario (IDRB) que mide la distancia entre el precio de Bolsa y el precio al cual se remuneran las generaciones fuera de mérito (de seguridad). Finalmente, se caracteriza el comportamiento del índice analizando las causas asociadas a los valores medios y extremos registrados a lo largo de los años 2007 y lo corrido de 2008, y se concluye que este índice entrega señales que permiten hacer un seguimiento al comportamiento del costo de las restricciones.

1. INTRODUCCIÓN: EL PAPEL DE LA TRANSMISIÓN EN UN MERCADO COMPETITIVO DE ELECTRICIDAD

En Colombia la creación del Mercado Mayorista competitivo tuvo como uno de los objetivos principales introducir la competencia en la generación de electricidad en el país (ISA, 1999). En este mercado las transacciones mayoristas se dan en dos grandes espacios: el mercado libre y el mercado mayorista propiamente dicho. En el mercado libre participan como vendedores los comercializadores y como compradores los grandes consumidores. Por su parte, en el mercado mayorista participan como vendedores los generadores y como compradores los comercializadores. El mercado mayorista tiene dos grandes componentes: el mercado de contratos a término (o mercado de largo plazo) y la Bolsa de Energía (o mercado de corto plazo).

La Bolsa de Energía es un mercado para las 24 horas del día siguiente y para cada hora la última unidad vendida para cubrir la demanda fija el precio de mercado (costo marginal de la transacción) que es conocido como el precio de Bolsa. Desde el punto de vista de competencia, la Bolsa de Energía es una subasta repetida de primer precio de sobre cerrado.

Las transacciones que se dan bajo el marco del mercado mayorista son posibles por la existencia de la red de transmisión. Así, además del papel tradicional de la red de interconectar sistemas y centrales de generación, bajo un contexto de mercado competitivo la red de transmisión cumple otras funciones, como:

- Permitir la realización de las transacciones de compra y venta de energía
- Ser el punto de encuentro entre la demanda y la oferta
- Ser el elemento que garantiza el acceso al mercado

Sin embargo, una red de transmisión al tener limitaciones físicas de transporte y eléctricas (confiabilidad, calidad, estabilidad de tensión, regulación de frecuencia, entre otros), ocasiona restricciones (congestión de la red) para el uso de los recursos de generación competitivos. Lo anterior, es una de las razones por las cuales el modelo Colombiano de generación hora a hora incluye dos etapas: la primera corresponde a transacciones de energía que se dan en condiciones ideales al modelar el intercambio entre la demanda y la oferta en un solo punto (sistema de nodo único), lo que equivale a considerar una red con una capacidad infinita de transporte. Esta primera etapa se denomina Despacho Ideal.

En la segunda etapa (Despacho Económico) se ajustan los resultados para hacerlos compatibles con las restricciones de la red, incorporando los sobrecostos que se originan en los límites de la red y de la transformación, las necesidades de soporte de tensión, generaciones mínimas por estabilidad, etc. Vásquez y otros (2001), afirman que el tratamiento de las restricciones, gestión de congestiones (*congestion management*), que se hace en esta segunda etapa del modelo Colombiano (tomado del modelo de Inglaterra y Gales) es poco transparente y proponen un mecanismo alternativo que se compone de un conjunto de casaciones simples interrelacionadas e incluye la creación de un mercado de congestiones independiente.

En una revisión sobre el monitoreo del poder del mercado realizada por investigadores de la universidad de Cambridge para *European Electricity Transmission System Operators* -ETSO- (Twomey y otros, 2004) se le otorga al seguimiento a las restricciones en la transmisión una gran importancia dentro del monitoreo del poder de mercado, aunque se le señala como desventaja la dificultad para los análisis debido a la

cantidad de información que se requiere y a la especificidad de los análisis. Es el seguimiento a las restricciones el tema objeto del presente documento.

2. RESTRICCIONES

De acuerdo con la regulación existente para el mercado eléctrico colombiano¹ (CREG, 2000) las restricciones son limitaciones que se presentan en la operación del Sistema Interconectado Nacional -SIN-, que tienen su origen en la capacidad de la infraestructura eléctrica asociada, o en la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad. Las restricciones se clasifican según su naturaleza en Eléctricas y Operativas.

- Restricción Eléctrica: Limitación en el equipamiento del SIN, o de las Interconexiones Internacionales, tales como límites térmicos admisibles en la operación de equipos de transporte o transformación, límites en la operación del equipamiento que resulten del esquema de protecciones (locales o remotas), límites de capacidad del equipamiento o, indisponibilidad de equipos.
- Restricción Operativa: Exigencia operativa del sistema eléctrico para garantizar la seguridad en Áreas Operativas, los criterios de calidad y confiabilidad, la estabilidad de tensión, la estabilidad electromecánica, los requerimientos de compensación reactiva y de regulación de frecuencia del SIN.

Las restricciones son incorporadas en el Despacho Económico, el cual es realizado por XM, operador del Sistema Interconectado Colombiano, teniendo en cuenta las ofertas de precio y la declaración de disponibilidad de los generadores, las restricciones de red, los mantenimientos de los elementos del sistema y las características técnicas de los

¹ Definiciones tomadas de la Resolución CREG 063 de 2000

generadores. El propósito del despacho es cubrir la demanda garantizando condiciones de calidad, confiabilidad y seguridad en la operación del SIN, para lo cual se requiere generación obligada que supla las restricciones eléctricas u operativas del SIN. Esta generación obligada es llamada generación de seguridad. También se hace necesario generaciones adicionales para cubrir los requerimientos de la Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC).

El costo de las restricciones se obtiene como la diferencia entre la generación del Despacho Ideal y la generación del Despacho Económico, y es valorada aplicando el esquema de reconciliaciones, con el cual se busca conciliar el mundo real (Despacho Económico) con el mundo comercial (Despacho Ideal).

La reconciliación es la diferencia que se presenta entre la generación real y la generación ideal de una planta o recurso de generación. Si la diferencia es positiva, Reconciliación Positiva, está asociada con generaciones despachadas fuera de mérito (no incluidas en el Despacho Ideal). Por su parte, si la diferencia es negativa, Reconciliación Negativa, esta generación quedó atrapada en la red al ser desplazada en el Despacho Económico por generación con un precio mayor al Precio de Bolsa.

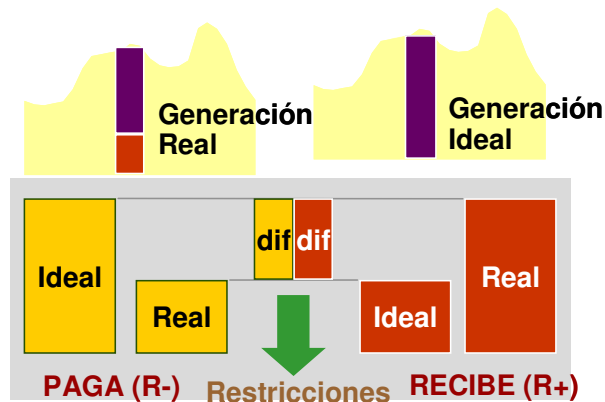


Figura 1. Esquema de Reconciliaciones. (Fuente: XM S.A. E.S.P.)

Bajo este esquema el generador con Reconciliación Positiva, generación real mayor a la ideal, vende Reconciliación (recibe la reconciliación positiva liquidada a precio de reconciliación positiva) mientras el de Reconciliación Negativa, generación real menor que la ideal, compra Reconciliación (paga la reconciliación negativa liquidada a precio de reconciliación negativa). Ver Figura 1.

El precio de Reconciliación Positiva, generación fuera de mérito, corresponde al menor valor entre el precio de oferta y el costo variable del recurso de generación, el cual es un precio límite (*price cap*) definido por la CREG, que en el caso de los generadores térmicos está asociado con los costos de su generación y en los hidráulicos está asociado al costo de oportunidad del agua (Resoluciones CREG 034 de 2001 y 084 de 2005).

El precio de Reconciliación Negativa, generación desplazada del Despacho Ideal, corresponde al promedio entre el precio de oferta y el precio de Bolsa. Es igual tanto para la generación hidráulica como para la térmica (Resolución CREG 034 de 2001).

En la Figura 2 se muestra la asignación de los costos de Reconciliación Negativa, la cual se hace a todos los agentes y enlaces internacionales en proporción a las Reconciliaciones Positivas y al servicio de AGC². La diferencia entre la Reconciliación Positiva y la proporción de la Reconciliación Negativa es la que da lugar al costo de las restricciones.

² La parte comercial del AGC está reglamentada en la Resolución 064 de 2000

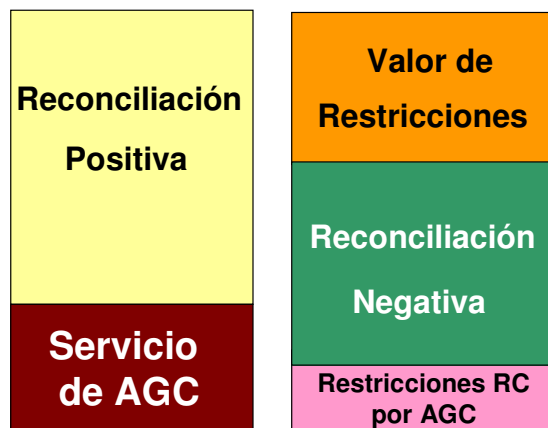


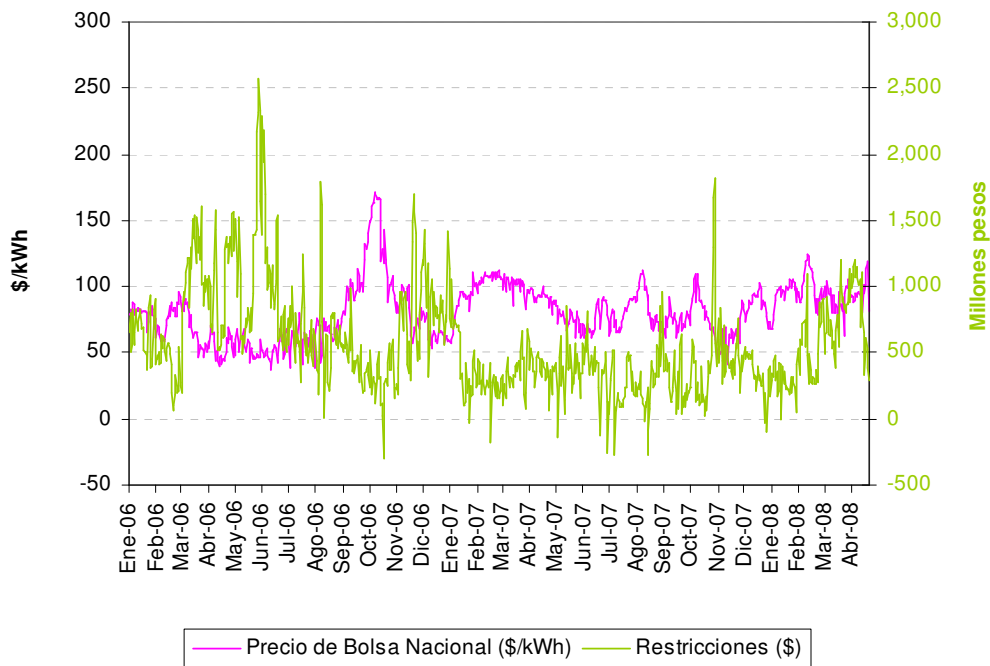
Figura 2. Asignación Reconciliación Negativa. (Fuente: XM S.A. E.S.P.)

En relación con el pago del costos de las restricciones estas son asumidas por el agente causante de la restricción. En términos generales el costo de aquellas restricciones originadas en situaciones operativas del Sistema de Transmisión Nacional - STN - (redes de tensión mayor a 220 kV) es asumido por la demanda, aquellas atribuibles a la gestión de los distribuidores son asumidas por éstos y las correspondientes a la exportación de Transacciones Internacionales de Electricidad - TIE - , por el país importador (Resoluciones CREG 063 de 2000, 004 de 2003 y 014 de 2004).

Los anteriores apartados han definido las restricciones eléctricas y su reflejo económico denominado reconciliaciones. A continuación se propone una metodología para el análisis del comportamiento de dichas restricciones frente al precio de Bolsa y finalmente se propone un índice que refleje la “distancia” entre el mercado ideal y el mercado real.

3. CONSTRUCCIÓN DE UN ÍNDICE PARA EL SEGUIMIENTO DEL COSTO DE LAS RESTRICCIONES

Considerando lo tratado en numerales anteriores, en especial lo relacionado con los sobrecostos que involucra en el despacho incluir las limitaciones de la red, resulta de interés evaluar que tanto se alejan los costos del Despacho Ideal con los del Despacho Económico. Una primera aproximación al tema se hace comparando la evolución del precio competitivo, precio de Bolsa, y del costo de las restricciones (ver Gráfica 1). En esta gráfica se presenta la evolución diaria del costo de las restricciones del SIN y del precio de Bolsa Nacional desde enero 1 de 2006 hasta abril 30 de 2008.



Gráfica 1. Evolución restricciones y precio de Bolsa. (Fuente: XM S.A. E.S.P.)

La evolución de las restricciones durante 2007 muestra un descenso importante desde inicios del año frente a lo registrado durante el año 2006, con costos promedios diarios de \$350 millones frente a \$750 millones en 2006. Esta disminución se debió

principalmente a la entrada en explotación comercial de los proyectos de expansión de transmisión UPME 01 de 2003 (línea Bacatá – Primavera 500 kV), a finales de 2006, y UPME 02 de 2003 (línea Primavera – Ocaña – El Copey – Bolívar 500 kV y Sabanalarga – Bolívar – Termocartagena 220 kV) durante el primer trimestre de 2007.

La entrada de los proyectos UPME 01 y 02 de 2003 trajo consigo: la disminución de las restricciones asociadas a las transferencias al área Caribe al incrementarse la capacidad de exportación a Caribe pasando de 1,150 MW a 1,500 MW, el alivio de las condiciones de cargabilidad de la línea San Carlos – Guatapé 230 kV, la reducción en las limitaciones de generación en Antioquia y San Carlos y la disminución de las necesidades de unidades de generación para soporte de tensiones en las áreas Caribe y Oriental (XM, 2008).

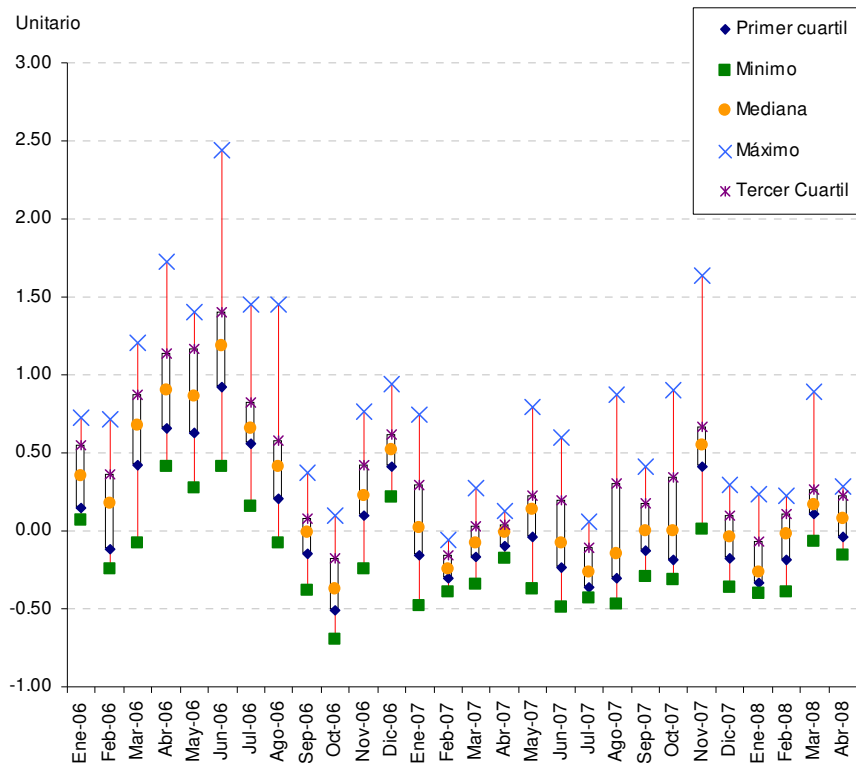
Adicionalmente, en la Gráfica 1 se observa que para la mayor parte de los períodos mientras el precio de Bolsa se incrementa las restricciones disminuyen. El alejamiento entre el precio de Bolsa y las restricciones dependerá en gran medida del precio al cual se están remunerando las generaciones de seguridad ocasionadas por las restricciones, es decir del precio de la Reconciliación Positiva.

Para cuantificar el alejamiento del precio de reconciliación frente al precio de Bolsa se construye el siguiente índice unitario, denominado IDRB (Índice de Desviación del precio de Reconciliación Positiva frente al precio de Bolsa):

$$\text{IDRB} = (\text{Precio de Reconciliación Positiva} - \text{Precio de Bolsa}) / \text{Precio de Bolsa}$$

Donde el precio de Bolsa corresponde al precio promedio ponderado diario de Bolsa Nacional (ponderación por compras en Bolsa) y el Precio de Reconciliación Positiva se calcula como la razón entre el costo total diario reconocido por las Reconciliaciones Positivas y la generación de seguridad fuera de mérito asociada. En el cálculo del precio de la Reconciliación Positiva no se considera el AGC para incluir sólo el efecto de las generaciones de seguridad fuera de mérito.

La Gráfica 2 muestra la caracterización del comportamiento del índice IDRB en relación con valores medios y extremos que presenta. Para cada mes se presenta el valor máximo del índice diario, el mínimo, el primer cuartil (percentil 25, es decir 25% de los valores son inferiores), el tercer cuartil (percentil 75) y la mediana. Se observa como, al igual que las restricciones, a partir de enero de 2007 los valores del IDRB en general son inferiores a los registrados durante 2006.



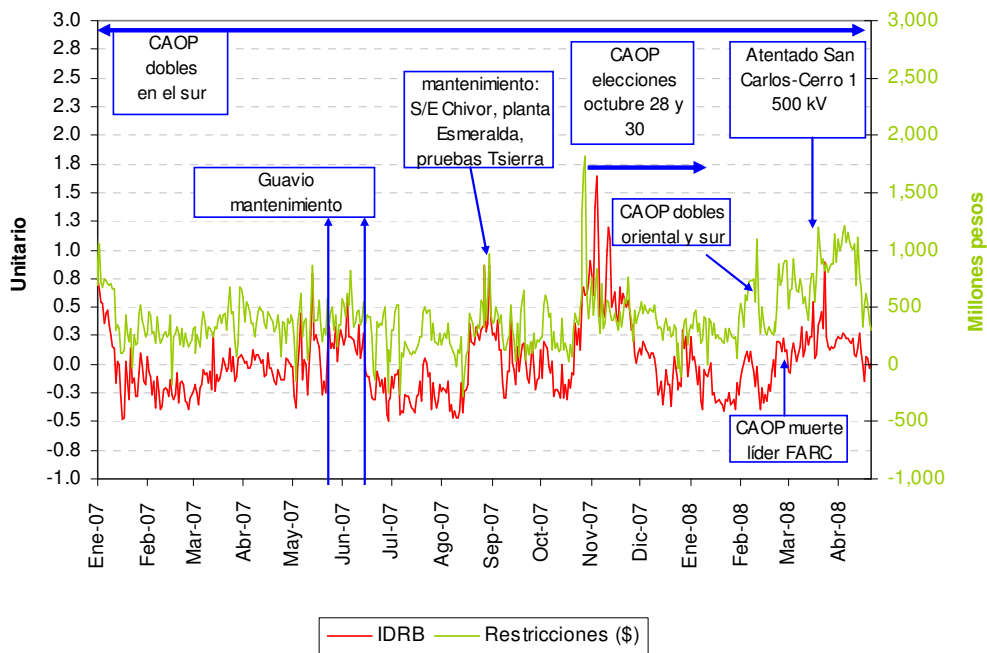
Gráfica 2. Distribución del IDRB

3.1. Caracterización del IDRB

Teniendo en cuenta la entrada de los proyectos de expansión UPME 01 y 02 de 2003 a finales de 2006 y principios de 2007, la caracterización del IDRB se realizó desde enero de 2007 hasta lo corrido del año 2008, mes de abril. Evaluando la dispersión (alta o baja) de los valores del IDRB en cada uno de los meses (ver Gráfica 2), se eligieron para caracterizar el índice en 2007 los meses de enero, febrero, mayo, agosto y noviembre. Para el año 2008 se evaluó todo el primer trimestre.

Para cada uno de los meses elegidos se analizaron los días en que ocurrieron los valores característicos (máximo, mínimo, mediana y cuartiles). En el análisis de cada día se utilizó información asociada con: ofertas de los recursos de generación, disponibilidad declarada por los generadores, el precio de Bolsa, el Despacho Ideal, el Despacho Económico del día, la operación real, los mantenimientos de los activos de la red de transmisión y de las unidades de generación, las condiciones CAOP que aplicaron para la operación del día. Con base en la información anterior, se identificaron las condiciones específicas que influyeron en las restricciones para cada día analizado.

La Gráfica 3 muestra la evolución diaria del IDRB y de las restricciones durante 2007 y lo corrido de 2008. Se observa un comportamiento similar entre el índice y el costo de las restricciones, corroborado por un coeficiente de 0.73 para el período 2006 – 2008. Para prácticamente todo el período mostrado en la gráfica se mantuvo la declaratoria de Condiciones Anormales de Orden Público (CAOP) con cubrimiento de contingencias dobles en el área suroccidental por continuos atentados sobre líneas del sur del país.



Gráfica 3. Evolución diaria IDRB y las restricciones

En enero de 2007, con restricciones totales de \$13,299 millones, el valor del IDRB varió entre -0.5 y 0.7 con una mediana de 0.0. El máximo se registró en condiciones CAOP cubriendo contingencias dobles en las áreas suroccidental y Bogotá (seguridad cubierta con las térmicas Zipa 2 y 5), y adicionalmente se exige reserva rodante en el área Caribe. Por su parte, el mínimo se registró con el levantamiento del CAOP (no se consideran contingencias dobles en áreas suroccidental y Bogotá), aunque se requirió Zipa por alta demanda en el área Bogotá.

Febrero de 2007 muestra una menor dispersión en los valores del índice y todos fueron valores negativos (precio de Bolsa superior al precio de Reconciliación Positiva). En este mes se registraron los menores costos de restricción del año 2007, con un valor de \$7,114 millones. Durante el mes se declaró CAOP por atentados sobre líneas en el sur del país, considerándose contingencias dobles en el área suroccidente, y se disminuyó el

límite de importación del área Caribe por indisponibilidad de algunas líneas del STN en el área, requiriéndose mayor número de unidades para soporte de tensiones.

En mayo de 2007, con restricciones de \$11,267 millones, el IDRB tuvo gran dispersión al variar entre 0.8 y -0.4. Durante todo el mes se consideraron condiciones CAOP con cubrimiento de contingencias dobles en el sur. El máximo valor del índice se registró con la participación del cubrimiento de seguridad en el área Bogotá por apertura de la línea Tenjo – Noroeste 115 kV, requiriéndose generar con una unidad Zipa, y con el cubrimiento de seguridad en el área Caribe teniendo a Tebsa indisponible. En este mes (día 17) inició el mantenimiento de toda la planta Guavio (1,200 MW de capacidad) que finalizó el 15 de junio, exigiendo por 115 kV programar todas las plantas térmicas Zipas disponibles al máximo en días ordinarios en periodos de máxima demanda y en festivos dejarlas a media carga. En el área Oriental el número de unidades a programar por seguridad en demanda máxima fue de 8 unidades de Chivor, 3 grupos de Pagua y 3 de Miel.

Agosto registró un valor de restricciones por \$8,937 millones con una gran dispersión en los valores del IDRB variando entre 0.9 y -0.5. Hasta el día 16 de agosto el índice mantuvo valores negativos, a partir del 17 estuvo alrededor del 0.3 asociado con mantenimientos en la línea San Mateo – Tunal 220 kV que requirió seguridad con Guavio y Zipa 5, y llegando a máximos al final del mes con un valor del índice de 0.9. Este máximo se alcanzó por la concurrencia de varios factores: un precio de Bolsa bajo (65.71 \$/kWh), el mantenimiento sobre la subestación Chivor que techa generación de Chivor, se asigna seguridad a Paipa 4 e incrementa seguridad en área Oriental, el mantenimiento del generador Esmeralda (agosto 25 hasta octubre 29) que origina

seguridad con Termodorada, mantenimiento del reactor Chinú – Sabana 2 500 kV asignando seguridad a Tebsa y Flores 2 y pruebas de combustible sustituto exitosas de Termosierra (Resolución CREG 109 de 2005).

Noviembre de 2007, con restricciones por \$14,036 millones, presentó valores positivos del índice durante todo el mes, con valores máximos entre los días 3 y 5, coincidiendo con precios de Bolsa bajos (48 – 51 \$/kWh). La principal razón para la ocurrencia de valores tan altos del índice se asocia con las condiciones de CAOP instauradas para las elecciones del 28 de octubre, actualizadas en octubre 30, que estuvieron vigentes todo el mes de noviembre, con cubrimiento de dobles contingencias en el STN del sur del país (períodos horarios 17 al 24) y en el STN del área Bogotá (Oriental) las 24 horas, lo que implicó techos de generación, limitación en la generación máxima en las plantas del área Oriental (Pagua, Guavio, Chivor). Adicionalmente, mantenimientos sobre las líneas San Mateo – Paraíso 230 kV, Esmeralda – San Carlos 1 230 kV y Esmeralda – La Virginia 230 kV y asignación de seguridades con Tebsa, Proeléctrica, Tasajero y Zipa 2.

Por su parte el año 2008 inició con un mes de enero con bajos costos de restricciones, \$8,948 millones, con un IDRБ variando entre 0.2 y -0.4. El precio de Bolsa, exceptuando los primeros cuatro días del mes, estuvo por encima del precio de las Reconciliaciones Positivas con valores alrededor de los 100 \$/kWh, lo que explica que el índice fuera negativo durante casi todo el mes. En todo enero se aplicaron condiciones CAOP de octubre 28 de 2007 actualizadas en octubre 30, con las mismos requisitos explicados en noviembre 2007. Hacia finales del mes de enero inició el mantenimiento (repotenciación) de la subestación Chivor, el cual durará todo el año

2008, lo que exige por estabilidad del sistema tener nueve (9) unidades entre: Pagua, Guavio, Miel y Zipas, techar la generación de Chivor y despachar una unidad de Zipa.

En febrero (restricciones \$15,982 millones), aunque el índice presentó valores extremos iguales a los del mes anterior, -0.4 mínimo y 0.2 máximo, la mayoría de los valores se concentraron en la franja entre los -0.2 y 0.1, manteniendo valores positivos 12 de los 29 días del mes. El precio de Bolsa por su parte inició febrero con valores cercanos a los 90 \$/kWh, para ir incrementando hasta valores de 123 \$/kWh, y bajó para llegar a un mínimo de 80 \$/kWh hacia el día 20 del mes para finalizar el mes con valores cercanos a los 90\$/kWh. En febrero 1 se hace declaración de CAOP, con lo cual se recomienda cubrir contingencias dobles para líneas de 230 kV asociadas a la red del Área Oriental en los 24 periodos. Esta medida implicó techos de generación en plantas del Área Oriental y restricción para el AGC. Las dobles contingencias del sur se cubren en los periodos 17 al 24. Durante el mes también se mantuvieron las condiciones de seguridad por repotenciación de la subestación Chivor. El mayor valor en febrero (0.2) se presentó adicionando a las condiciones anteriores el mantenimiento de la línea San Carlos – Casa Máquinas 230 kV, lo cual incluyó el despacho de Tasajero y el aumento del número de unidades en Caribe por estabilidad.

Finalmente, marzo tuvo gran incremento en el costo de las restricciones al registrar un valor de \$23,962 millones, con un incremento en el valor del IDR frente a los meses anteriores, con valor máximo de 0.9, mínimo de -0.1 y mediana de 0.2. El índice durante prácticamente todo el mes de marzo fue positivo (exceptuando los días 1 y 2). El precio de Bolsa estuvo casi todo el mes por debajo de los 100 \$/kWh, alcanzando un mínimo de 62.17 \$/kWh el 23 de marzo, mientras el precio de las Reconciliaciones

Positivas estuvo casi todo el mes con valores superiores a los 100 \$/kWh, incluso bordeando los 120 \$/kWh en cinco días.

Marzo inició con una nueva declaración de CAOP por la muerte del jefe de las FARC Raúl Reyes, cubriéndose contra dobles contingencias todo el STN. Se tomaron medidas para proteger el sistema ante contingencias sencillas y dobles del SIN. Se evaluaron subestaciones estratégicas y se despacharon por seguridad: Proeléctrica, Zipas, Cartagena. Durante marzo se continuaron considerando las condiciones exigidas por la repotenciación de la subestación Chivor iniciada en enero de 2008.

El valor de índice se incrementó sustancialmente a partir del atentado a la línea San Carlos – Cerromatoso 1 500 kV del 17 de marzo de 2008, alcanzando las restricciones un máximo de \$1,202 millones para el 19 de marzo. La indisponibilidad por atentado de la línea 500 kV se prologó hasta el 9 de abril de 2008.

A raíz del atentado a la línea 500 kV, XM actualizó las medidas de CAOP a partir del 18 de marzo así: se continuó cubriendo dobles contingencias en el STN del sur del país y del área Oriental durante las 24 horas del día, se limitó el intercambio del área Caribe a 500 MW, manteniendo una reserva rodante suficiente para llevar el sistema a un punto de operación seguro en 30 minutos, si se presentara la salida de alguno de los enlaces a 500 kV del área con el resto del SIN.

El máximo valor del índice (0.9) se registró el día 23 en el cual el precio de Bolsa fue bajo (61.27 \$/kWh), las condiciones de CAOP por atentado a la línea 500 kV estaban vigentes y se realizaba el mantenimiento en el transformador San Carlos 3 450 MVA

230 kV. De tal forma que la seguridad y reserva en Caribe se realizó con numerosas térmicas de la costa (Barranquilla 4, Flores 1, Guajira 2, Tebsa) y se despacharon las unidades Zipa 2 y 5 por CAOP.

3.2. Análisis de los resultados de la caracterización del IDRB

Al evaluar los valores registrados del índice IDRB a lo largo de 2007 y lo corrido de 2008, se observa:

- Valores negativos del índice están asociados con precios de Bolsa que superan los 100 \$/kWh.
- A bajos valores del índice, valores negativos, corresponde en general bajos costos de las restricciones.
- En general altos valores del índice están asociados con altos costos de las restricciones, sin embargo es la participación intensiva de la generación térmica la que eleva el costo de las restricciones. Coincidieron valores altos de las restricciones con generaciones de seguridad térmica en el área Caribe y generaciones de seguridad en el área de Bogotá atendidas con las unidades térmicas Zipas.
- Los mayores valores del índice, valores superiores a 0.4, se produjeron por generaciones de seguridad atendidas principalmente por unidades térmicas, debidas principalmente a medidas CAOP, limitación a la exportación hacia el área Caribe y mantenimiento de generadores y activos del STN.
- Las medidas de CAOP en la operación del Sistema Colombiano introducen altos costos, lo que se ve reflejado en el costo de las restricciones por las exigencias en la seguridad.

- El análisis hecho de la evolución del índice a lo largo de 2007 y 2008, bajo las condiciones actuales de la red de transmisión, permite afirmar que valores inferiores a 0.3 del índice produce bajos costos de las restricciones, mientras valores superiores del índice y la frecuencia con que se presenten, hacen prever la ocurrencia de altos costos de las restricciones y una alta participación de generaciones de seguridad cubierta por térmicas.

4. CONCLUSIONES

- La metodología presentada permite realizar un análisis exhaustivo de las restricciones eléctricas al separar las componentes del efecto económico denominado reconciliaciones. Este análisis aísla los efectos económicos de las componentes de las restricciones (positivas, negativas y AGC) y compara solamente las Reconciliaciones Positivas (sin AGC) frente al precio de Bolsa.
- Lo anterior se sintetiza en el índice denominado IDRB, el cual ilustra de manera concreta el comportamiento de las Reconciliaciones Positivas frente al precio de Bolsa. Este análisis permite sacar mejores conclusiones acerca del comportamiento de las restricciones en el sistema y serviría de insumo para la toma de decisiones en cuanto a la gestión de congestiones.
- La señal de costos de las restricciones en Colombia está permanentemente influenciada por las condiciones CAOP bajo las cuales se debe operar el sistema.
- Aunque el análisis realizado demuestra que la componente fundamental de las restricciones es la Reconciliación Positiva, esta metodología podría ser complementada mediante el análisis de las Reconciliaciones Negativas y el AGC.

BIBLIOGRAFIA

- ISA (1999). Análisis del mercado mayorista de electricidad en Colombia 1998 – 1999. Medellín: Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. 101 p.
- Resoluciones CREG 062 y 063 de 2000, 034 de 2001, 004 de 2003, 014 de 2004 y 084 de 2005.
- Rivier, Michel – Universidad Pontificia Comillas (1999). La red de transporte: sus características y su papel. Regulación y economía del transporte de energía eléctrica CREG – ALURE. <http://www2.ing.puc.cl/power/creg/michelrivier1.pdf> (mayo 19 de 2008).
- Twomey, P y Green, R. y Neuhoff, K. y Newbery, D. (2004). A Review of the Monitoring of Market Power The Possible Roles of TSOs in Monitoring for Market Power Issues in Congested Transmission Systems. Report prepared at the request of ETSO. http://ec.europa.eu/energy/electricity/south_east/doc/8/etsa_monitoring.pdf (mayo 19 de 2008).
- Vásquez, C. y Rivier, M. y Berzal, D y Herranz, R (2001). Algoritmo de casación para tratar las saturaciones de las líneas de transporte en los mercados eléctricos. Universidad Pontificia Comillas. <http://www.iit.upcomillas.es/docs/01CVM2001.pdf> (mayo 19 de 2008)
- www.creg.gov.co
- www.xm.com.co
- XM (2008). Informe de operación del sistema y administración del mercado 2007. XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. 141 p.

GLOSARIO

- **AGC:** Automatic Generation Control - Regulación Secundaria de Frecuencia
- **CAOP:** Condiciones Anormales de Orden Público
- **Contingencias dobles:** También llamada n-2. Se refiere a considerar en los análisis eléctricos, la salida de operación de dos líneas de transmisión de manera simultánea.
- **CREG:** Comisión de Regulación de Energía y Gas
- **Reserva Operativa:** Es la diferencia entre la suma de las capacidades disponibles de las unidades generadoras y la suma de la generación programada de las mismas en la hora considerada (Resolución CREG 025 de 1995).
- **Reserva Rodante:** Es la parte de la reserva operativa ubicada en plantas que están operando y puedan responder a cambios de generación en períodos de hasta 30 segundos (Resolución CREG 025 de 1995).
- **SIN:** Sistema Interconectado Nacional
- **STN:** Sistema de Transmisión Nacional
- **Techos de Generación:** limitación a la máxima generación de una central
- **TIE:** Transacciones Internacionales de Electricidad
- **UPME:** Unidad de Planeación Minero Energética
- **XM:** Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.