

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 20 – 2007

SERVICIO DE REGULACION SECUNDARIA DE FRECUENCIA

Preparado por:

**Argemiro Aguilar D.
Pablo Roda
Gabriel Sánchez Sierra**

Bogotá, Septiembre 14 de 2007

CONTENIDO

1. RESUMEN EJECUTIVO.....	1
2. INTRODUCCIÓN.....	1
3. CONCEPTOS BÁSICOS.....	2
4. EL SRSF EN COLOMBIA.....	3
4.1 UNIDADES HABILITADAS PARA PRESTAR EL SERVICIO.....	3
4.2 REMUNERACIÓN DEL SRSF.....	4
4.3 ASIGNACIÓN DE LA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA –RSF.....	4
4.4 ASPECTOS COMERCIALES.....	4
4.4.1 <i>Obligatoriedad Comercial</i>	5
4.4.2 <i>Contratos de Traspaso de Holgura</i>	5
4.4.3 <i>Reconciliación del Servicio SRSF</i>	5
4.4.4 <i>Asignación de Costos del SRSF</i>	6
4.5 COMPORTAMIENTO DE ALGUNOS INDICADORES.....	6
4.5.1 <i>Precio del SRSF vs Precio de Bolsa</i>	6
4.5.2 <i>Costo diario del Servicio de RSF y Holgura Programada</i>	7
4.5.3 <i>Costo mensual del servicio de RSF</i>	8
4.5.4 <i>El SRSF por Planta</i>	9
4.5.5 <i>El SRSF por Empresa</i>	9
4.5.6 <i>Distribución del SRSF</i>	10
4.6 OBSERVACIONES SOBRE EL SRSF EN COLOMBIA.....	11
5. COMPARACIÓN INTERNACIONAL.....	13
5.1 SISTEMAS CONSIDERADOS.....	13
5.2 ANÁLISIS COMPARATIVO.....	18
5.2.1 <i>Criterio de Reserva del SRSF</i>	18
5.2.2 <i>Quienes suministran el servicio</i>	18
5.2.3 <i>Existe Mercado de RSF?</i>	18
5.2.4 <i>Mecanismo de Ofertas</i>	18
5.2.5 <i>Precio Piso</i>	18
5.2.6 <i>Precio Techo</i>	19
5.2.7 <i>Como se Asigna?</i>	19
5.2.8 <i>MW de Regulación Secundaria</i>	19
5.2.9 <i>Precio de la Banda de Regulación</i>	19
5.2.10 <i>Pago por Capacidad de Regulación</i>	19
5.2.11 <i>Pago por Energía de Regulación</i>	20
5.2.12 <i>A quién se Paga</i>	20
5.2.13 <i>Ofertas Insuficientes</i>	20
5.2.14 <i>Ofertas en Exceso de la Reserva</i>	20
5.2.15 <i>Quien paga el SRSF</i>	20
5.3 CONSIDERACIONES SOBRE EL CASO COLOMBIANO.....	21
6. CONCLUSIONES.....	22
7. REFERENCIAS.....	22

1. Resumen Ejecutivo

El presente documento además de analizar los aspectos comerciales del servicio de regulación secundaria de frecuencia – SRSF en el MEM, contiene un análisis comparativo del servicio en el sistema colombiano con siete mercados internacionales de energía, que ha permitido hallar importantes aspectos a ser tenidos en cuenta en el MEM.

En particular se considera merecen atención especial los siguientes temas: a) el costo del servicio de regulación secundaria de frecuencia que oscila entre el 20% y el 30% del costo total de las transacciones de energía que se realizan en bolsa, corresponde a una magnitud económica importante que amerita ser analizado en forma detallada, b) el hecho de definir varios productos con un mismo precio (energía y SRSF) puede conllevar a que se presenten comportamientos estratégicos de los agentes y que los precios resultantes no sean óptimos para el mercado, c) la regulación colombiana permite la posibilidad de efectuar contratos de traspaso de holgura entre generadores, sin embargo, éstos no se realizan, d) el actual sistema de remuneración genera situaciones de inequidad económica entre los agentes proveedores del servicio.

2. Introducción

Este informe presenta un análisis del servicio de regulación secundaria de frecuencia en el MEM, también conocido como servicio de AGC, y realiza una comparación con otros mercados eléctricos internacionales. Específicamente el análisis en el MEM se centra en los aspectos comerciales del servicio, comportamiento del costo del servicio en comparación con las transacciones en bolsa, plantas y agentes principales que proveen el servicio y distribución de los ingresos por planta.

La comparación internacional se realiza con los mercados de Argentina, España, Inglaterra, Australia, Texas, Nueva York, y Pennsylvania-New Jersey-Maryland – PJ&M.

3. Conceptos Básicos

Regulador de Velocidad

Elemento que varía la admisión de la turbina de un generador y por ende su velocidad y producción del generador, en función de la frecuencia del sistema.

Regulación Primaria de Frecuencia - RPF

Es la regulación rápida, correspondiente a la respuesta del regulador de velocidad de los generadores con un tiempo de respuesta menor de 30 segundos, que permite modificar en forma automática su producción, ante desviaciones de la frecuencia debidas principalmente a los requisitos variables de la demanda, cuando el sistema eléctrico se encuentra en régimen de operación normal. En regulación primaria debe participar el mayor número posible de máquinas.

Un cambio de carga produce un cambio de frecuencia, con una magnitud que depende de la característica del regulador de velocidad y la característica de la carga del sistema.

Regulación Secundaria de Frecuencia - RSF

La Regulación Secundaria de Frecuencia es el ajuste automático o manual que se realiza sobre los generadores dispuestos para tal fin, para compensar el error final de la frecuencia resultante de la Regulación Primaria de Frecuencia. Dependiendo de la magnitud del desvío de potencia, su tiempo de respuesta para recuperar el valor nominal de la frecuencia, puede ser del orden de varios minutos.

Reserva para RSF

Margen de potencia rotando en reserva en las máquinas habilitadas y disponibles para regulación secundaria de frecuencia.

Control Automático de Generación - AGC

Cuando el ajuste de Regulación Secundaria de Frecuencia se efectúa de manera automática, se denomina Control Automático de Generación AGC (Automatic Generation Control).

El sistema de control de AGC tiene dos objetivos principales:

- Mantener la frecuencia muy cerca del valor nominal (e.g. 60 Hz).
- Mantener el valor de intercambio de potencia entre áreas de control (en el caso colombiano con las interconexiones internacionales).

Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia - SRSF

El servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia es suministrado por los generadores bajo AGC, el cual permite en forma continua monitorear la frecuencia del sistema y los intercambios de potencia, y enviar señales de control a los generadores que modifican su producción de MW para proveer la regulación, de tal manera que se mantengan la frecuencia del sistema dentro de una banda preestablecida y los intercambios programados.

Energía Reglante

Variación de la cantidad de potencia de un sistema eléctrico con respecto a la desviación de frecuencia del sistema (MW/Hz). La energía reglante del sistema corresponde a la suma de las energías reglantes de las máquinas individuales en servicio y de la carga y depende de:

- Número de máquinas en servicio
- Sus características individuales
- Su modo de operación
- Energía reglante de la carga (muy pequeña)

Estatismo

Variación porcentual de la frecuencia por cada unidad de variación porcentual de la carga en un generador.

4. El SRSF en Colombia

4.1 Unidades Habilitadas para Prestar el Servicio

Las Resoluciones CREG 198 de 1997, 083 de 1999 y el Acuerdo 263 del CON, definen los requisitos técnicos que deben cumplir las unidades generadoras para estar habilitadas a prestar el Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia. Estos requisitos contemplan:

- Valores de estatismo entre 4 y 6%
- Velocidad de toma de carga/descarga, mayor o igual que 10 MW/minuto.
- Número mínimo de unidades 3, considerando las plantas de ciclo combinado como una sola unidad.
- Capacidad mínima de la unidad: 23 MW para regular hacia arriba y hacia abajo
- Tiempo de retardo máximo: 20 segundos desde el momento en que el AGC envía la orden a la unidad hasta que el sistema SCADA registra que responde efectivamente.
- Poseer facilidades de telecomando desde el CND.

De acuerdo con los requisitos establecidos, las siguientes plantas de generación están habilitadas para prestar el SRSF en el MEM:

Alban	Betania	Chivor	Calima
Guatapé	Guavio	Miel I	Jaguas
La Tasajera	Pagua	Porce II	San Carlos
Tebsa	Urza 1	Venezuela	

4.2 Remuneración del SRSF

Teniendo en cuenta los aspectos técnicos y económicos involucrados en el servicio de regulación secundaria de frecuencia, este servicio debería remunerar los siguientes elementos:

- Disponibilidad de la capacidad asignada correspondiente a la banda de regulación.
- Energía generada dentro de la banda de regulación y no remunerada en el mercado Spot de energía.
- Costos de mantenimiento y operación de mecanismos, equipos y sistemas asociados a la regulación secundaria de frecuencia en cada planta de generación reguladora.
- Costos de operación del AGC para el operador del sistema (El CND recibe esta remuneración como parte del cargo por sus costos de funcionamiento).
- Costos de los servicios de liquidación, facturación y cobro de las transacciones por el SRSF. (El Administrador del Mercado de Energía Mayorista recibe esta remuneración como parte del cargo por sus costos de funcionamiento).

4.3 Asignación de la Regulación Secundaria de Frecuencia –RSF

La asignación de la RSF está definida en las Resoluciones CREG 198 de 1997 y 083 de 1999, un resumen de los principales aspectos considerados es el siguiente:

- El servicio se presta en forma voluntaria
- Se oferta capacidad de regulación en MW, siendo su precio el mismo ofertado a la bolsa de energía.
- La regulación se asigna de la más económica a la más costosa, cumpliendo requisitos técnicos de las unidades y del sistema.
- La asignación de la RSF se efectúa para cada período horario

4.4 Aspectos Comerciales

Los aspectos fundamentales del SRSF están definidos en la Resolución CREG 064 de 2000. Ellos se presentan en las diferentes secciones a continuación:

4.4.1 Obligatoriedad Comercial

Todo generador despachado centralmente es responsable comercialmente de contribuir con una potencia en giro, proporcional a la potencia despachada en cada hora (Holgura). Esta es igual en porcentaje, para todas las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente en la hora correspondiente.

4.4.2 Contratos de Traspaso de Holgura

El generador que se haya comprometido en Contratos de Traspaso de Holgura, es comercialmente responsable de suplirla con independencia de que sea o no despachado.

4.4.3 Reconciliación del Servicio SRSF

Las plantas y/o unidades de generación a las que se les haya asignado el Servicio de AGC son objeto de reconciliación, con independencia de que su precio de oferta resulte o no en mérito. El esquema de reconciliación aplicable es el siguiente:

Siendo:

GR	La generación real
GP	La generación programada o del despacho
HO	La potencia asociada con la holgura horaria asignada al generador
CERE	Costo Equivalente Real de Energía
PRAGC	Precio del servicio calculado como el mayor valor entre: a) Precio de Oferta de energía del generador, b) Mínimo precio de bolsa horario en el día.

1. Recurso que no presta el servicio de SRSF:

$$GR < (GP - HO)$$

$$\text{Pago} = 0$$

2. Recurso que presta el servicio de SRSF pero supera su asignación

$$GR > (GP + HO)$$

$$\text{Pago} = 2 * HO * PRAGC$$

3. Recursos que presta el servicio de SRSF dentro de los valores asignados de AGC.

$$(GP - HO) < GR < (GP + HO)$$

$$\text{Pago} = 2 * HO * (PRAGC - CERE) + (GR - GP + HO) * CERE$$

4.4.4 Asignación de Costos del SRSF

El costo total del servicio de RSF se asigna entre todos los generadores en proporción a la generación programada en el despacho económico y considerando los contratos de traspaso en la siguiente forma:

- RC Responsabilidad Comercial de cada agente generador (MW).
- HOP Potencia de Holgura Propia de las plantas y/o unidades de generación despachadas (MW), (en proporción a la generación programada en el despacho central).
- HOT Potencia de Holgura asumida en contratos de traspaso (MW).
- HOE Potencia de Holgura entregada en contratos de traspaso (MW).

$$RC = HOP + HOT - HOE$$

El valor de la sumatoria del SRSF se distribuye en proporción a la Responsabilidad Comercial (RC) de cada planta y/o unidad de generación.

4.5 Comportamiento de Algunos Indicadores

4.5.1 Precio del SRSF vs Precio de Bolsa

El siguiente gráfico presenta a nivel diario, el valor promedio diario y el valor máximo horario del precio del SRSF o AGC (PRAGC), y el precio promedio diario de Bolsa, en \$/kWh, para los últimos 18 meses.

Este gráfico muestra algunos aspectos interesantes:

- a) El precio promedio del SRSF la mayor parte del tiempo es similar al precio promedio de bolsa,
- b) Aunque no muy frecuentemente, se presentan situaciones donde el precio máximo horario del SRSF supera entre 10 y 30 veces el precio promedio de bolsa diario; sin embargo, como este precio máximo horario solamente es el valor pagado a uno de agentes que suministra el servicio, el valor promedio diario del AGC no se afecta sensiblemente, como puede observarse en el gráfico.

PRECIO DEL AGC VS PRECIO DE BOLSA

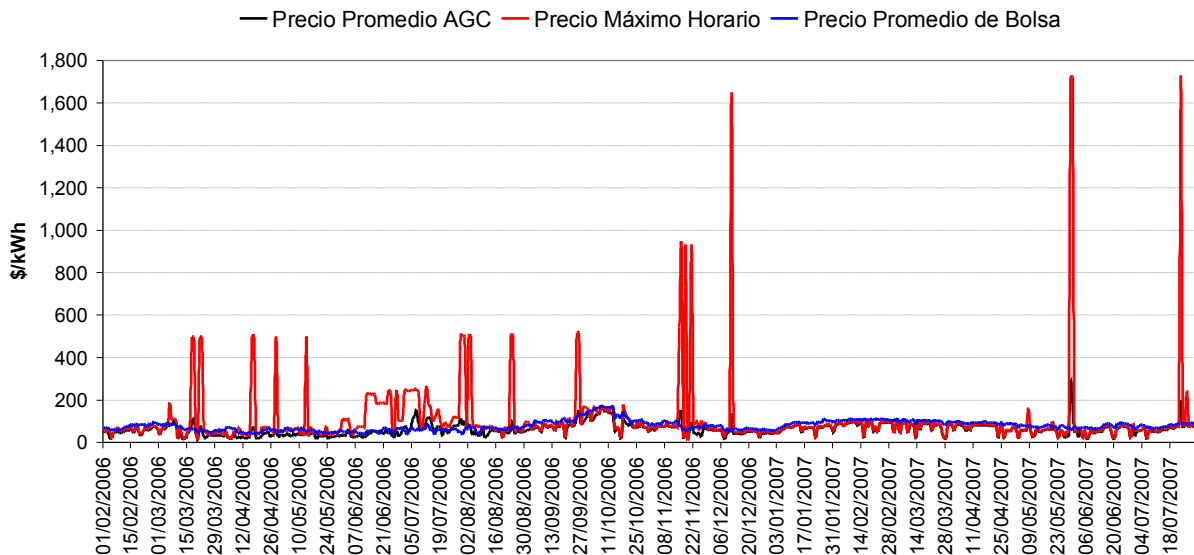


Gráfico No 1

Merecen destacarse los precio máximos horarios del SRSF ocurridos en los meses de noviembre y diciembre del 2006, y mayo y julio del 2007, que oscilaron entre 950 y 1.700 \$/kWh, para los cuales no se ve una explicación lógica dentro del mercado de energía que pueda justificarlos, a menos que los agentes hayan ofertado esos precios con el fin de no ser despachados por energía y resultaron programados para el SRSF.

4.5.2 Costo diario del Servicio de RSF y Holgura Programada

Este gráfico presenta a nivel diario el costo en pesos del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia y del valor de las compras de energía en bolsa, y el valor diario de la holgura programada para AGC (HO), en Mwh-día.

Es claro que el costo del servicio de regulación secundaria de frecuencia oscila en el orden del 20% al 30% del costo total de las transacciones de energía que se realizan en la bolsa, lo cual implica una magnitud económica importante que amerita ser analizada en forma cuidadosa.

Costo del Servicio de RSF y Holgura Programada Julio de 2007

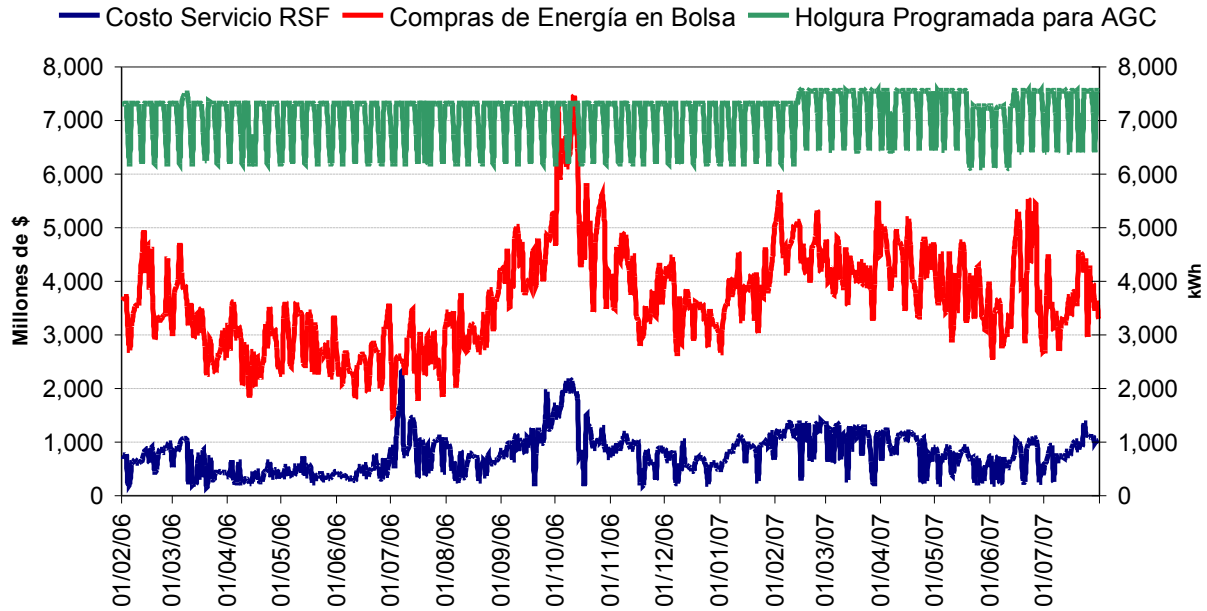


Gráfico No 2

4.5.3 Costo mensual del servicio de RSF

Este gráfico presenta a nivel mensual, el costo en pesos del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia desde enero de 2004.

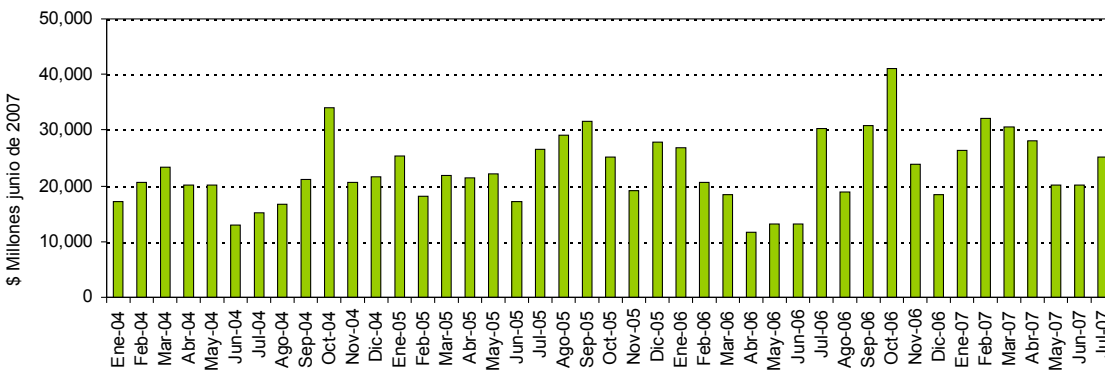


Gráfico No 3

En forma aproximada podemos decir que el costo mensual del SRSF oscila entre los 20.000 y 30.000 millones de pesos mensuales.

Llama la atención el mes de octubre de 2006, donde los costos del SRSF superaron los 40.000 millones.

4.5.4 El SRSF por Planta

Histograma que presenta para cada mes del último año, el valor en pesos del SRSF o servicio de AGC apilado por plantas (permite ver en cada mes la participación de cada planta).

Servicio AGC por Planta - Las cuatro que más reciben por mes
Agosto de 2006 a Julio de 2007

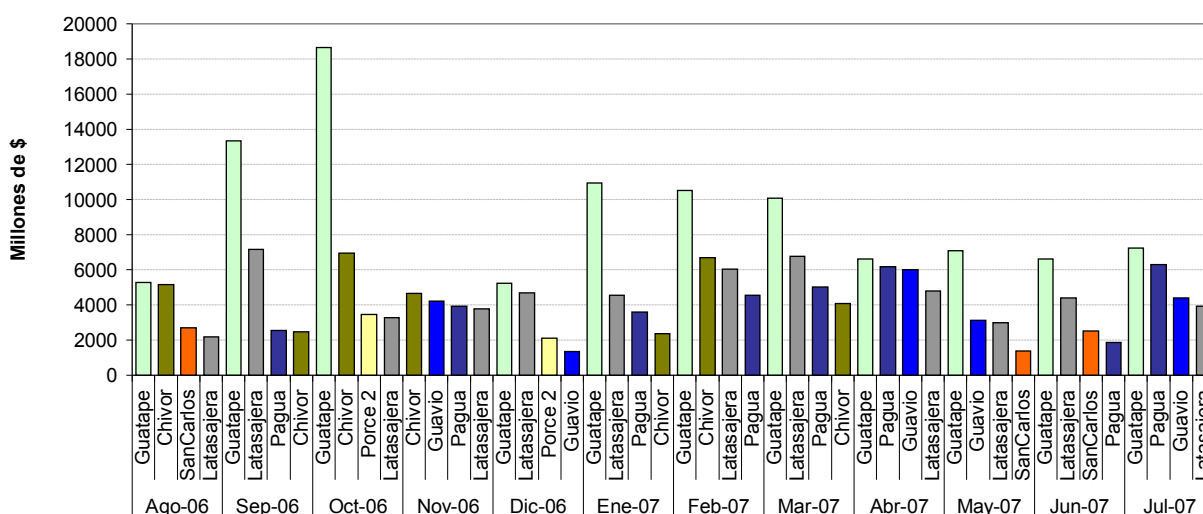


Gráfico No 4

Se destaca la importancia de Guatapé en el suministro del SRSF, siendo la planta que mayores ingresos obtiene por este servicio, le siguen en orden de importancia Pagua, La Tasajera, Chivor y Guavio.

No obstante existir 14 plantas habilitadas para prestar el SRSF, de ellas solo 5 plantas mencionadas anteriormente contribuyen en forma significativa al servicio.

4.5.5 El SRSF por Empresa

Histograma que presenta para cada mes del último año, el valor en pesos del SRSF o servicio de AGC apilado por empresas (permite ver en cada mes la participación de cada empresa).

**Servicio de AGC por Agente
Agosto de 2006 a Julio de 2007**

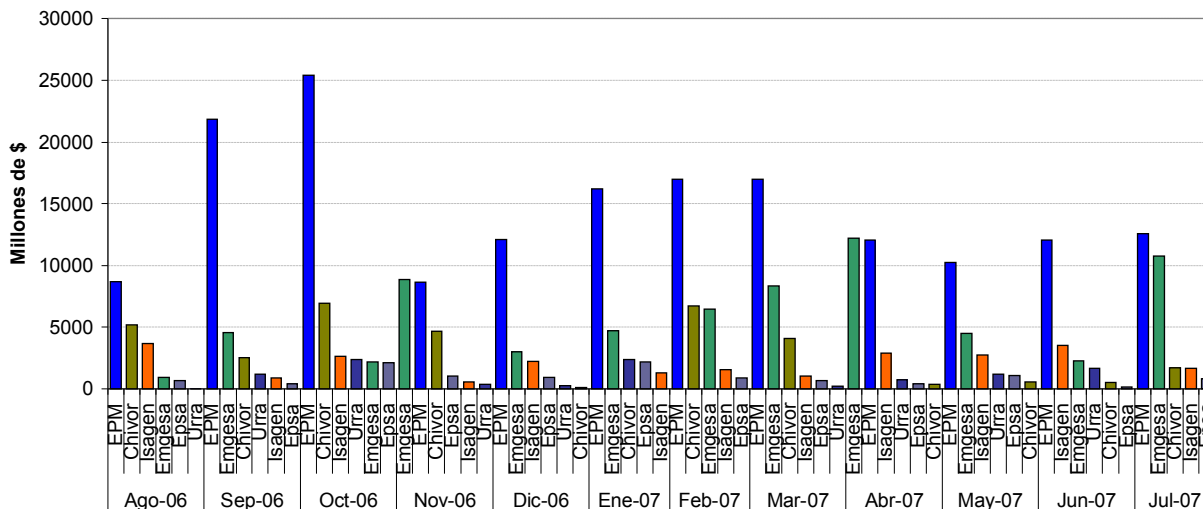


Gráfico No 5

Al revisar los ingresos recibidos por agente por la prestación del SRSF, se observa que de lejos EPM con sus plantas de Gautapé y La Tasajera es el agente de mayor participación en el mercado, seguido por Emgesa con sus plantas de Pagua y Guavio. Les siguen Chivor e Isagen y con mucho menor importancia Urrá y Epsa.

Se observa además que los ingresos recibidos por EPM en los meses de septiembre y octubre de 2006 fueron especiales, ya que se ubicaron entre los 22.000 y 26.000 millones de pesos; sin embargo, en esos mismos meses se puede observar que la participación de los demás agentes en el SRSF es muy baja.

4.5.6 Distribución del SRSF

Histograma que presenta para el último mes, y para cada planta del SRSF, el valor porcentual de la holgura (HO) programada para AGC en el mes y el valor porcentual del pago recibido por la planta con respecto al costo total del sistema en el mes.

Un análisis realizado para el mes de julio de 2007 permite concluir que aunque las ofertas de energía son independientes en cada planta, los ingresos recibidos en porcentaje por planta por el SRSF, son del mismo orden del porcentaje de holgura

programada para la misma planta, lo cual significa que los precios son bastante similares en todas las plantas que reciben ingresos por la prestación del servicio.

Distribución del Servicio de AGC Julio de 2007

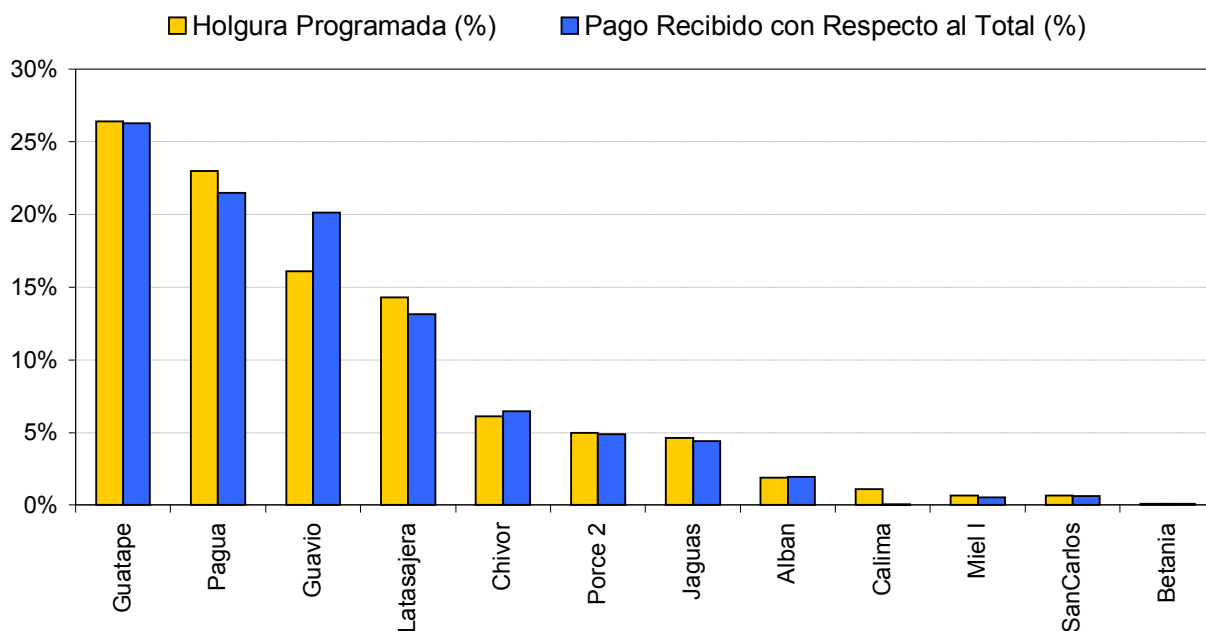


Gráfico No 6

Llama la atención el caso de Guavio que durante julio fue programada para prestar el 16% de la holgura de AGC y por ello recibió ingresos correspondientes al 20% del pago en el sistema, lo cual significa que en promedio el precio de servicio en esta planta fue del orden del 25% más costoso que en las demás plantas que participaron durante el mes.

4.6 Observaciones Sobre el SRSF en Colombia

Se presentan a continuación algunas observaciones sobre diferentes aspectos del mercado del Servicio de Regulación Secundaria de frecuencia:

- El hecho de definir varios productos con un solo precio (energía y SRSF), puede conllevar a que se presenten comportamientos estratégicos de los agentes y que los precios resultantes no sean óptimos para el mercado y por tanto distorsionen el mismo.

- Las generaciones fuera de mérito necesarias para suplir los servicios de regulación secundaria de frecuencia, son comercialmente obligación de los generadores, en proporción a su responsabilidad comercial.
- Es claro que la regulación establece la posibilidad de realizar contratos de traspaso de holgura entre generadores, sin embargo en el mercado colombiano éstos no se realizan. Muy posiblemente esta situación ocurre debido a la exposición al riesgo que tiene un proveedor del servicio, cuando el precio a pagar por su responsabilidad comercial está determinado por los precios de oferta altos de otros proveedores del servicio.
- Dado que los precios para la banda de regulación disponible se determinan con base en los precios de oferta individuales de los generadores (además del mínimo precio horario de bolsa en el día) y no con base en un precio marginal de cierre del mercado, se presentan situaciones que reflejan inequidad en el mercado. Por ejemplo, el caso en que dos proveedores del servicio suministrando la misma cantidad de capacidad de regulación, reciben remuneraciones muy diferentes, las cuales dependen del precio de oferta de cada proveedor; y peor aún es el caso en que un proveedor suministra menor capacidad de regulación, pero recibe mucha mayor remuneración que otro proveedor que suministró mayor capacidad de regulación.
- Como consecuencia de la forma en que se determinan los precios de la capacidad de regulación, ocurren en el mercado de regulación de frecuencia situaciones en las cuales un proveedor del servicio, en un solo día recibe una remuneración exagerada. Estas situaciones ocurrieron entre marzo y diciembre de 2006, y durante mayo y julio de 2007.
- En el mercado colombiano, el precio de la banda de regulación se determina con base en las ofertas de precio de energía de la bolsa y éstas llevan inmerso el CERE (Costo Equivalente Real de Energía), valor que se utiliza para recolectar a través de las transacciones de energía en bolsa y contratos, el Cargo por Confiabilidad de los generadores. Consecuentemente para el segmento de la banda de capacidad de regulación disponible de los generadores, donde hubo generación efectiva de energía, se paga el valor del CERE al generador.

Por otra parte en la liquidación de las transacciones de energía en bolsa, se paga la energía de regulación efectivamente generada al precio del cierre del mercado, lo cual conlleva la recolección del CERE. Por lo tanto, no existe justificación para pagar el CERE como parte del SRSF.

- Siendo que el costo del SRSF en general es del orden del 25% al 30% del valor de las transacciones en bolsa, y que éstas son del orden del 30% de las transacciones totales de energía, se puede concluir que el costo del SRSF representa entre 7.5% y 9% del precio de la energía, para una banda de

regulación secundaria de frecuencia que corresponde al 10% de la generación despachada, para la cual adicionalmente también se paga la energía efectivamente generada al precio de bolsa.

5. Comparación Internacional

5.1 Sistemas Considerados

La comparación internacional se realiza con los mercados de Argentina, España, Inglaterra, Australia, Texas, Nueva York, y Pennsylvania-NewJersey-Maryland – PJ&M.

La información internacional del SRSF correspondiente a Texas, Inglaterra y New York se obtuvo gracias al apoyo del Dr. Parviz Adib, director del mercado ERCOT en Texas y quien estuvo en la misión de USAID que asesoró a la Superintendencia de Servicios Públicos y al CSMEM en el año 2006. La información correspondiente a Argentina y España se obtuvo por contacto directo del CSMEM con los mercados de dichos países y la información de Australia y PJ&M se obtuvo mediante consulta en internet de los esquemas regulatorios de dichos sistemas.

En la tabla a continuación se presenta un resumen de las principales características comerciales de los sistemas anteriormente mencionados.

ANALISIS COMPARATIVO DE LOS SISTEMAS CONSIDERADOS

	COLOMBIA - MEM	ARGENTINA - CAMMESA	ESPAÑA - REE	TEXAS - ERCOT	PJ&M	NEW YORK - NYISO	AUSTRALIA - NEMMCO	UK – NATIONAL GRID
1. Criterio de Reserva del SRSF	El mayor valor entre la unidad más grande disponible y el 5% de la demanda programada por hora.	2.1% de la demanda horaria.	Función de la demanda horaria y valores preestablecidos de contingencias	Mantener regulación adecuada el 98.8% del tiempo., basados en información histórica de la demanda pico y los periodos de rampas de demanda.	1% de la predicción de demanda máxima del día.	Determinado por NYISO con base estacional y horaria	N.D.	El Operador del Sistema debe asegurar que exista suficiente respuesta de generación y/o carga en forma automática, para manejar los cambios de frecuencia y cumplir las normas de calidad, seguridad y continuidad.
2. Quienes lo suministran	Los generadores habilitados técnicamente. Existen 14 plantas y Venezuela.	Los generadores habilitados técnicamente. Existen 6 plantas que pueden suministrar el servicio.	Los generadores habilitados técnicamente. Existen 7 plantas que pueden suministrar el servicio.	Los generadores habilitados técnicamente.	Los generadores habilitados técnicamente.	Los generadores habilitados técnicamente.	Los generadores habilitados técnicamente.	Todos los generadores grandes inscritos en el mercado, como requisito de conexión. También la demanda interrumpible de consumidores grandes.
3. Existe mercado de RFS?	Si existe y también pueden celebrarse contratos bilaterales con otros generadores.	Si existe.	Si existe.	Si existe y también pueden celebrarse contratos bilaterales con otros participantes del mercado.	Si existe y también pueden celebrarse contratos bilaterales con otros participantes del mercado.	Existen dos mercados de regulación: a) Día anticipado, b) Tiempo Real	Existen 8 mercados de control de frecuencia, dos para regulación (subir, bajar) y 6 para contingencia (rápido, lento y retardado)	Si existe. Se provee servicio mandatario y también por acuerdo comercial entre las partes.
4. Mecanismo de ofertas	Ofertas voluntarias de capacidad horaria de regulación en MW al mismo precio de oferta de la energía en el mercado spot.	Ofertas semanales en porcentaje del precio de la energía horaria en el mercado Spot.	Ofertas de capacidad de la banda de regulación para subir y para bajar con precio por MW.	Ofertas de MW para cada hora.	Ofertas diarias que aplican para las 24 horas del día y que deben reflejar el costo marginal del servicio. Generadores hidráulicos no ofertan, pero	Ofertas voluntarias de regulación disponible en US\$/MW	Ofertas voluntarias de regulación disponible en \$/MW/hora	Ofertas de precio y capacidad, enviadas para el siguiente mes.

	COLOMBIA - MEM	ARGENTINA - CAMMESA	ESPAÑA - REE	TEXAS - ERCOT	PJ&M	NEW YORK - NYISO	AUSTRALIA - NEMMCO	UK - NATIONAL GRID
					participan con el costo de oportunidad calculado por el operador.			
5. Precio piso	Mínimo precio de bolsa horario que ocurra en el día	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay
6. Precio techo	No hay	50% del precio de la energía en el mercado Spot.	No hay	US\$ 1.500 tanto en capacidad (MW/hora), como en energía (Mwh). Se incrementará hasta llegar a US\$ 3.000 en el año 2009.	Las ofertas deben reflejar el costo marginal del servicio, además deben ser menores de US\$100/Mwh.	No hay	No hay	No hay
7. Como se asigna?	Horariamente por mérito de precio.	Horariamente por mérito de precio.	Se asigna según porcentaje de regulación por zonas y dentro de la zona por mérito de precio.	Horariamente por mérito de precio	Horariamente por mérito de precio	Horariamente por mérito de precio	Horariamente por mérito de precio	N.D.
8. MW de regulación secundaria	2xHO. Siendo HO el segmento para subir o bajar generación que corresponde al 50% del total de la banda de regulación.	Banda total que corresponde al 50% para bajar generación y 50% para subir generación.	Bandas que pueden ser diferentes en magnitud para subir y para bajar generación.	Bandas hacia arriba y hacia abajo que dependen del valor de regulación adecuada para el 98.8% del tiempo.	Bandas que pueden ser diferentes en magnitud para subir y para bajar generación.	Tasa de respuesta de regulación en MW/minuto x 5 minutos	Existen 4 categorías de regulación de frecuencia con bandas individuales para aumento y disminución.	Existen 3 categorías: Respuesta de frecuencia a) obligatoria, b) firme, c) con manejo de la demanda
9. Precio de la banda de regulación	PRAG = Mayor valor entre: 1) Precio de Oferta de energía del generador, 2) Mínimo precio de bolsa horario en el día.	PBR = Precio de Oferta x Factor de Eficiencia (≤ 1.0 correspondiente con la medida en tiempo real de los desvíos medios de frecuencia en cada hora)	PME = Precio marginal del mercado de regulación.	PMC = Precio de cierre del Mercado de Capacidad en US\$/MW/hora	PMR = Precio de cierre del Mercado de Regulación (optimiza conjuntamente: regulación, reserva sincronizada y energía).	PMR = Precio de cierre de los Mercados de Regulación (para día anticipado, y para tiempo real) (\$/MW).	PMR = Precio de cierre del Mercado de Regulación (optimiza conjuntamente: regulación y energía).	PS = "Precio Sostenido ofertado en el mes" en Libras/hora que se paga por la capacidad de las unidades que prestan el servicio.
10. Pago por la capacidad de regulación.	Banda de regulación (2 x HO) x PRAG. Se descuenta el valor del CERE	Banda de regulación x PBR	Banda total de regulación x PME	Capacidad x PMC	Banda de Regulación x PMR	Cantidad de Servicio de Regulación x PMR	MW disponibles para el servicio x PMR /12 (correspondiente a intervalos de 5	Capacidad de regulación x PS

	COLOMBIA - MEM	ARGENTINA - CAMMESA	ESPAÑA - REE	TEXAS - ERCOT	PJ&M	NEW YORK - NYISO	AUSTRALIA - NEMMCO	UK – NATIONAL GRID
	para el segmento de banda donde no hay generación efectiva de energía.						minutos)	
11. Pago por la energía de regulación medida.	Se paga como parte de la energía suministrada al mercado Spot.	No hay pago	Pago adicional, al precio marginal del mercado de energía.	Pago adicional liquidado al precio de cierre del Mercado de Energía en US\$/Mwh	No hay pago adicional.	No hay pago	No hay pago	Energía de respuesta x Precio Índice del Mercado x Factor (Factor = 1.25 para respuesta a frecuencia baja -incremento de generación; Factor = 0.75 para respuesta a frecuencia alta – disminución de generación)
12. A quién se paga?	A los generadores asignados que efectivamente prestaron el servicio.	A los generadores asignados.	A todos los generadores asignados.	A todos los generadores asignados.	A los generadores asignados.	A todos los generadores asignados.	A todos los generadores asignados.	A los generadores asignados y a la carga interrumpible.
13. Ofertas Insuficientes	CND determina generadores que deben prestar el servicio	Operador del sistema determina los generadores que deben prestar el servicio	Operador del sistema determina los generadores que deben prestar el servicio	Operador del sistema determina los generadores que deben prestar el servicio.	Operador del sistema determina los generadores que deben prestar el servicio.	Operador del sistema determina los generadores que deben prestar el servicio.	N.D.	N.D.
14. Ofertas en exceso de la reserva.	No hay opción de cambiarlas a ofertas de energía en el Spot.	No hay opción de cambiarlas a ofertas de energía en el Spot.	No hay opción de cambiarlas a ofertas de energía en el Spot.	No hay opción de cambiarlas a ofertas de energía en el Spot.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
15. Quien paga el SRSF	Todos los generadores en proporción a su responsabilidad comercial en el servicio (generación programada más contratos bilaterales)	Agentes distribuidores y Grandes Usuarios del mercado en proporción a sus demandas	La banda de capacidad de regulación la pagan los comercializadores, distribuidores y grandes usuarios. La energía de regulación la pagan todos los	Los agentes distribuidores, en proporción a la demanda.	Los agentes distribuidores mediante las siguientes opciones: <ul style="list-style-type: none"> • Con sus propios recursos. • Contratos con otros participantes del mercado. 	Los agentes distribuidores sobre compras de energía en contratos bilaterales o en los mercados con cierre de precio marginal.	Utiliza metodología de "Pagan Causantes", midiendo desviaciones de frecuencia de generadores y cargas.	N.D.

	COLOMBIA - MEM	ARGENTINA - CAMMESA	ESPAÑA - REE	TEXAS - ERCOT	PJ&M	NEW YORK - NYISO	AUSTRALIA - NEMMCO	UK - NATIONAL GRID
			agentes que se hayan desviado de su programa horario.		<ul style="list-style-type: none"> • Comprando en el mercado de regulación. 			

5.2 Análisis Comparativo

5.2.1 Criterio de Reserva del SRSF

En los sistemas analizados el criterio más utilizado se basa en un porcentaje de la demanda horaria del sistema. Para el mercado colombiano el hecho de utilizar un 5% de la demanda horaria, parece exagerado al compararlo con el 1% de la demanda máxima del día en el caso de PJ&M; sin embargo es de anotar que dado el tamaño del sistema de PJ&M, 1% representa una cantidad de Mw superior a los MW de regulación en el sistema colombiano.

5.2.2 Quienes suministran el servicio

En todos los sistemas analizados, son los generadores técnicamente habilitados los que proveen el SRSF, excepto en Inglaterra donde todos los generadores conectados a la red deben poseer capacidad técnica para ello y además, el servicio también puede ser suministrado por la demanda interrumpible de grandes consumidores.

5.2.3 Existe Mercado de RSF?

Existe mercado en todos los sistemas analizados. En el caso de New York existen dos mercados: de día anticipado y de tiempo real; en Australia existen 8 mercados: 2 propiamente para regulación de frecuencia (subir, bajar) y 6 más para control de frecuencia por contingencia (rápido, lento y retardado). En los sistemas de Colombia, Texas, PJ&M e Inglaterra, además se contempla el suministro del SRSF en contratos bilaterales entre agentes participantes del mercado.

5.2.4 Mecanismo de Ofertas

Existe una amplia gama de ofertas de regulación horaria realizadas en forma horaria, semanal y mensual, con base en precio por MW o por MWh. Ahora bien, en el caso colombiano la oferta de regulación está restringida a la capacidad de la banda de regulación, ya que su precio es el mismo de la oferta de energía al mercado Spot. En el caso de PJ&M, las ofertas deben reflejar el costo marginal del servicio y en consecuencia los generadores hidráulicos no ofertan pero participan con el costo de oportunidad determinado por el operador del sistema.

5.2.5 Precio Piso

Colombia es el único sistema que utiliza precio mínimo correspondiente al precio de cierre mínimo horario que ocurra en el mercado Spot.

5.2.6 Precio Techo

Solamente tienen precio techo los sistemas de Argentina, Texas y PJ&M. El caso de Argentina el tope está dado por el 50% del precio de la energía en el mercado Spot. En Texas el tope actual es de US\$ 1.500 por MW/hora el cual se incrementa con el tiempo llegando a US\$ 3.000 MW/hora en el año 2009.

5.2.7 Como se Asigna?

En general se asigna horariamente por mérito de precio, con excepción del caso Español en el cual se asigna según requerimientos por zona y dentro de la zona por mérito de precio.

5.2.8 MW de Regulación Secundaria

En general se determinan como una banda de capacidad de regulación que considera los requisitos tanto de subir como de bajar generación. En los casos de Australia e Inglaterra existen diferentes categorías de regulación, para las cuales se determina una banda en cada una de ellas. En el caso de New York, la capacidad de regulación se determina como la tasa de respuesta de regulación en 5 minutos.

5.2.9 Precio de la Banda de Regulación

El precio de la banda de regulación normalmente se determina con base en el precio marginal del mercado de regulación que considera las ofertas de regulación; sin embargo, en los mercados de New York y Australia, el precio marginal se obtiene mediante optimización conjunta de las ofertas de regulación, energía y reserva sincronizante. En el mercado de Texas, el precio de la banda de regulación está determinado por el precio del mercado de capacidad US\$/MW/hora. En el mercado Argentino, la oferta de precio se modifica con un factor de eficiencia que considera los desvíos de frecuencia ocurridos en cada hora. En el mercado colombiano, el precio de la banda de regulación consiste en el mayor valor de: a) el precio de oferta de energía del generador, y b) el mínimo precio de bolsa horario en el día.

5.2.10 Pago por Capacidad de Regulación

En todos los mercados el pago por capacidad de regulación se obtiene de multiplicar la banda de regulación de la unidad generadora por el precio de dicha banda. No obstante en el mercado colombiano, como el precio de la banda de regulación se determina con base en las ofertas de precio de energía del Spot y éstas llevan inmerso el CERE, para el segmento de banda donde hubo generación efectiva de energía se paga el CERE como parte del SRSF. En el caso del mercado Australiano el servicio se paga por la capacidad de regulación disponible en intervalos de 5 minutos.

5.2.11 Pago por Energía de Regulación

En los mercados de Argentina, PJ&M, New York y Australia solo se paga la capacidad de regulación y no se remunera su energía. En los mercados de Colombia, España y Texas, la energía de regulación se paga al precio de cierre del mercado Spot de energía. En Inglaterra, se paga al precio del cierre del mercado de energía modificado con un factor que considera la respuesta al ajuste de frecuencia: para frecuencia baja - aumento de generación; para frecuencia baja – disminución de generación.

5.2.12 A quién se Paga

El servicio de regulación de frecuencia se paga a los agentes asignados que lo suministran (generadores en todos los casos) y además a la carga interrumpible en el caso de Inglaterra.

5.2.13 Ofertas Insuficientes

Cuando existe insuficiencia de ofertas para prestar el SRSF, en todos los mercados donde se obtuvo información al respecto, el operador del sistema tiene la potestad de determinar los agentes que deben prestar el servicio.

5.2.14 Ofertas en Exceso de la Reserva

Cuando existe exceso de ofertas con respecto a la reserva de regulación, en todos los mercados donde se obtuvo información al respecto, no es posible cambiar el exceso de oferta para ser suministrada en el mercado Spot de energía.

5.2.15 Quien paga el SRSF

En la mayoría de los mercados el SRSF es pagado por los agentes comercializadores, distribuidores y grandes consumidores, en proporción a su demanda; en el caso particular de PJ&M, los distribuidores tienen opción de pagarla mediante recursos propios de regulación (generadores embebidos en la distribución), compras a otros agentes o compras al mercado de regulación. En el caso del mercado Australiano para el pago del servicio utilizan la metodología de “Pagan Causantes”, midiendo las desviaciones de frecuencia de los generadores y las cargas. En el mercado colombiano el SRSF lo pagan los generadores en proporción a su responsabilidad comercial que se deriva de la energía horaria programada y los contratos bilaterales de compra y venta entre generadores.

5.3 Consideraciones sobre el Caso Colombiano

Al realizar la comparación del caso colombiano con los sistemas analizados, se encuentra que en general la filosofía del mercado de regulación secundaria de frecuencia está definida básicamente dentro de los mismos parámetros utilizados en el contexto internacional.

Del caso colombiano se destacan en particular los siguientes aspectos:

- Colombia es el único mercado de los analizados en donde el precio de la oferta del SRSF es el mismo de la energía ofertada en el mercado Spot. Esta situación no ocurre en los otros mercados analizados. Es claro que el hecho de definir varios productos con un solo precio, puede conllevar a que se presenten comportamientos estratégicos y que los precios resultantes no sean óptimos para el mercado.
- La experiencia de PJ&M es interesante para el caso colombiano teniendo en cuenta que las ofertas del SRSF reflejan el costo marginal del servicio y en particular los generadores hidráulicos no realizan ofertas del SRSF, pero participan en el mercado con el costo de oportunidad determinado por el operador del sistema.
- Colombia es el único mercado de los analizados, que cuenta con un piso para la remuneración del servicio.
- Colombia es el único mercado en el cual el SRSF se paga al precio de oferta de cada agente (considerando también el precio piso). En todos los demás mercados analizados, el precio del servicio se paga basado en a) el precio marginal determinado por las ofertas del servicio, b) la optimización del precio de la energía y las ofertas del precio del servicio, c) el precio marginal determinado para un mercado de capacidad (potencia).
- Colombia es el único mercado de los analizados en el cual el SRSF lo pagan los agentes generadores del sistema, cuando en todos los demás casos el servicio es pagado por los agentes distribuidores, comercializadores y grandes consumidores. Independientemente que el servicio sea pagado en forma directa por los generadores o los distribuidores, finalmente en el proceso comercial dichos costos son trasladados al usuario final.
- En los sistemas de Colombia, Texas, PJ&M e Inglaterra, existe la posibilidad de celebrar contratos bilaterales entre agentes participantes del mercado para el suministro del SRSF. Sin embargo en Texas, PJ&M e Inglaterra, el precio del servicio se paga a los suministradores al precio de cierre de mercado o precio marginal, lo cual no sucede en Colombia donde el precio corresponde al precio de oferta de cada participante asignado (haciendo caso omiso del precio piso correspondiente al mínimo precio horario de bolsa en el día). Esta situación no

incentiva la realización de contratos bilaterales en Colombia, puesto que aquellos generadores con buena capacidad de prestar el servicio tienen riesgo de ofertar su energía a precios relativamente bajos y tener que pagar su responsabilidad comercial a precios altos dados por las ofertas de otros proveedores.

6. Conclusiones

- Es claro que el hecho de definir varios productos con un solo precio, puede conllevar a que se presenten comportamientos estratégicos y que los precios resultantes no sean óptimos para el mercado. Una solución para esta situación podría consistir en la separación de los precios de oferta para cada uno de los productos, tal que los generadores realicen tratamientos independientes en sus ofertas, que expresen los costos realmente asociados al servicio que se quiere prestar.
- Aunque la regulación colombiana establece la posibilidad de realizar contratos de traspaso de holgura entre generadores, éstos no se realizan. Posiblemente esta situación ocurre debido a la aversión al riesgo por parte del proveedor del servicio, debido a que el precio a pagar por su responsabilidad comercial está determinado por los precios de oferta de otros proveedores del servicio.
- El actual sistema de remuneración genera situaciones de inequidad entre los agentes proveedores del servicio, dado que los precios para la banda de regulación disponible se determinan con base en los precios de oferta individuales de los generadores y no con base en un precio marginal de cierre del mercado.
- No existe justificación para incluir el CERE como parte de la remuneración del SRSF, debido a que en la liquidación de las transacciones de energía en bolsa, éste se considera con el pago de la energía de regulación efectivamente generada al precio del cierre del mercado.
- Es claro que el costo del servicio de regulación secundaria de frecuencia que oscila en el orden del 20% al 30% del costo total de las transacciones de energía que se realizan en la bolsa, corresponde a una magnitud económica importante que amerita ser analizada en forma cuidadosa,

7. Referencias

- http://www.nemmco.com.au/ancillary_services/160-0056.htm. NEMMCO. [Guide to Ancillary Services in the National Electricity Market](#) - 24 Aug 2001, filename: 160-0056, Prepared by: Power Exchange Operations. Version No: 1.0

- <http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/Balancing/services>. NationalGrid. Electricity Balancing Services. Contracts Information Pack. Version 1.0. June 2007
- <http://www.pjm.com/contributions/pjm-manuals/pdf/m11.pdf>. PJM Manual 11: Scheduling Operations. Revision 30. Effective Date: March 20, 2007. Prepared by: Forward Market Operations PJM 2007.
- Resolución 9521 de Mayo 24 de 2006 de la Secretaría General de Energía de España. Servicio Complementario de Regulación Secundaria. P.O.7.2.
- Resolución 13170 de Julio 13 de 2006 de la Secretaría General de Energía de España. Establecimiento de la Reserva para la Regulación de Frecuencia Potencia.
- NYISO. New York Independent System Operator. Ancillary Services Manual. Manual 2. June 2007. Versión 3.8.
- Laura Moreno García. Red Eléctrica de España. Notas sobre la regulación de frecuencia. Julio 30 de 2007.
- Adib Parviz. ERCOT. Notas sobre la regulación de frecuencia. Julio 17 de 2007.
- Twewah Marfo. Office of Gas and Electricity Markets. Great Britain. Notas sobre la regulación de frecuencia. Agosto 14 de 2007.
- Julio Bragulat. Cammesa. Argentina. Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia. Notas sobre la regulación de frecuencia. Julio 19 de 2007.