



**XX SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0
XXX.YY
22 a 25 Novembro de 2009
Recife - PE

GRUPO -IX

GRUPO DE ESTUDIO DE OPERACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS - GOP

**REVISIÓN Y DISCUSIÓN DE LOS MODELOS DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS DE RESERVA EN PAÍSES
CON ALTA PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA.**

**Juan Carlos Galvis Manso(*)
Universidade Estadual Paulista
UNESP**

**José María Yusta Loyo
Universidad de Zaragoza
UNIZAR - ESPAÑA**

**Antonio Padilha Feltrin
Universidade Estadual Paulista
UNESP**

**Thales Sousa
Universidade de São Paulo
USP**

**José Antônio Jardimi
Universidade de São Paulo
USP**

**José Antônio de Oliveira Rosa
Companhia Energética de São Paulo
CESP**

RESUMEN

Este trabajo se centra en la revisión de las experiencias de valorización de los servicios complementarios de reserva operativa realizada en diferentes regiones que se caracterizan por su alta producción hidroeléctrica. Un análisis de las ventajas y desventajas de las estructuras implementadas en cada sistema es realizado con el fin de sugerir un posible mecanismo de valoración acorde a las características del sistema brasileño. También se discute la relación que podría tener dicho mecanismo en el proceso de liquidación de las diferencias y el mecanismo de reubicación de energía (MRE).

PALABRAS-CLAVE

Servicios complementarios, Reserva operativa, Valorización, Producción hidroeléctrica.

1.0 - INTRODUCCIÓN

Con el proceso de desverticalización que se ha realizado en los últimos años en el sector eléctrico, surgió la necesidad de establecer nuevas reglas para la valoración del suministro de energía. En este sentido, la determinación de los costos reales de las componentes involucradas en los procesos de producción, transporte y distribución; ha tomado especial interés.

Dentro de este contexto, aparecen los costos de los servicios complementarios (ancillary services), los cuales corresponden al valor de una serie de servicios adicionales que los agentes involucrados en el sector suministran al red eléctrica para garantizar que la energía sea físicamente suministrada cumpliendo los requisitos mínimos de calidad y confiabilidad. Las reservas de potencia activa son parte de la clasificación de los servicios complementarios. A su vez, son diversas las formas de adquirirla, administrarla y valorarla.

Este trabajo expone las prácticas realizadas en diferentes sistemas en lo referente al manejo de los servicios complementarios de reserva de potencia activa. Se estudian, en particular, los sistemas de Noruega y Suécia (pertenecientes al mercado Nórdico), Quebec (en Canadá), California (en EEUU), Brasil, Argentina y Colombia (en Suramérica). El criterio principal para la elección de estas regiones, es su alto porcentaje de producción hidroeléctrica con respecto al total nacional.

Este documento está ordenado de la siguiente manera. En la sección 2 se presenta una breve descripción de las características de producción de cada sistema. La sección 3 expone los diferentes tipos de reserva definidos en cada país. Algunos aspectos técnicos y económicos de las reservas son ilustrados en la sección 4. En la sección 5

se resumen y comparan las distintas formas de valoración practicadas. La sección 6 sugiere un posible mecanismo de valoración de reserva para el caso brasileño. Finalmente, se muestra la conclusión de este estudio.

2.0 - CARACTERÍSTICAS DE PRODUCCIÓN DE LOS SISTEMAS.

2.1 Noruega y Suecia

Estos países son integrantes del mercado de energía Nórdico. Noruega es un país con 28 GW de capacidad instalada (año 2000), de los cuales prácticamente toda la producción es proveniente de un gran número de pequeñas centrales hidroeléctricas, algunas de las cuales operan en cascada (2). Por otro lado, Suecia tiene una capacidad instalada de 30 GW, con aproximadamente el 50% de producción hidroeléctrica. El 50% restante proviene principalmente de plantas nucleares y algunas térmicas. Para mantener el balance de frecuencia en el sistema fue creado, en septiembre de 2001, el mercado de servicios complementarios de reserva (Regulation Power Market - RPM), (3).

2.2 Quebec

Hasta el año 2003, Quebec tenía una capacidad instalada de 43 GW, de los cuales, 78% eran propiedad de Hydro-Québec, siendo el restante localizado en empresas privadas. La hidroelectricidad está caracterizada por centrales de gran capacidad concentradas en unos pocos ríos operando en cascada. A diferencia de otros estados como Ontario y Alberta que implementaron un mercado de energía; Québec posee un sistema a tarifa regulada para la venta de electricidad (4).

2.3 California

Estados Unidos es una de las regiones con mayor producción hidroeléctrica, especialmente en el estado de California, el cual posee una capacidad hidráulica instalada de 13 GW que equivale a un 25% de la capacidad instalada total en dicho estado y cerca de 17 GW provenientes de regiones vecinas, (5). California dispone de un mercado de energía y de servicios complementarios los cuales son optimizados en forma conjunta a través del IFM – Integrated Forward Market, (6).

2.4 Colombia.

Actualmente, el sistema eléctrico colombiano tiene una capacidad instalada de 13,4 GW de los cuales 64% corresponden a generación hidráulica; siendo el restante cubierto por generación principalmente térmica. El mercado de energía mayorista tiene un horizonte de programación diario. Sin embargo, no existe un mercado para los servicios de reserva (7).

2.5 Argentina

Argentina tiene una capacidad instalada de 24.2 GW, de los cuales 42% son de origen hidroeléctrico. Existe un mercado de energía diario con precios nodales y también existen mercados para algunos servicios de reserva (8).

2.6 Brasil

Brasil tiene una capacidad instalada de 69 GW con aproximadamente el 84% de producción hidroeléctrica. El sistema está conformado por grandes centrales hidroeléctricas que operan en un complejo sistema en cascada. La reserva de potencia todavía es regulada de forma centralizada. Los costos de inversión, operación y mantenimiento de la reserva son remunerados vía ESS – Encargos de servicios del sistema, (9). En la actualidad, la forma de remunerar estos servicios está todavía en discusión, siendo objeto de continuas modificaciones.

3.0 - TIPOS DE RESERVA DEFINIDAS EN LOS SISTEMAS ESTUDIADOS.

La Tabla 1 presenta los tipos de reserva operativa definidas en cada sistema. Las reservas son dispuestas en dicha tabla de acuerdo a su tiempo de acción, de izquierda a derecha, de la más rápida a la más lenta. En la nomenclatura de este trabajo es considerada la reserva primaria, secundaria y terciaria conforme es definida en (1).

Noruega y Suecia presentan los mismos tipos de reserva de acuerdo con las reservas definidas en el sistema Nórdico. La reserva primaria está dividida en reserva controlada de operación normal y reserva controlada de disturbios. A diferencia de los otros sistemas, Noruega y Suecia no utilizan control secundario de frecuencia;

portanto, la frecuencia del sistema es ajustada a través del control terciario. Existen varios tipos de reserva terciaria definidas. La Tabla 1 ilustra, unicamente, las mas utilizadas de acuerdo al tiempo de respuesta.

Tabla 1 – Reserva operativa definida en los sistemas estudiados

Sistema	RESERVA PRIMARIA		RESERVA SECUNDARIA	RESERVA TERCIARIA			
Noruega (10)	Reserva controlada de operación normal	Reserva controlada de disturbios	No existe	Reserva activa rápida de disturbios	Reserva activa rápida prevista	Reserva activa lenta de disturbios	
Suecia (10)	Reserva controlada de operación normal	Reserva controlada de disturbios	No existe	Reserva activa rápida de disturbios	Reserva activa rápida prevista	Reserva activa lenta de disturbios	
Quebec (11)	No definida		Control de frecuencia	Reserva rotante		Reserva no rotante	
California (6), (1)	No definida		Regulación de frecuencia	Reserva rotante		Reserva no rotante	
Colombia (7)	No indicada		CAG	No indicada			
Argentina (8)	Reserva para regulación primaria de frecuencia		Reserva para regulación secundaria de frecuencia	Reserva de 5 min.	Reserva de 10 min	Reserva de 20 min	Reserva de 4 horas
Brasil (12)	Reserva de potencia para control primario		Reserva de potencia para control secundario	Reserva rápida (prontidão) y complementaria			

En Quebec y California la reserva primaria no es definida como servicio complementario. El control secundario es definido como servicio de control o regulación de frecuencia. La reserva terciaria es dividida en reserva rotante y no rotante. En Colombia solamente el servicio de control automático de generación – CAG, es reconocido como servicio complementario.

Argentina define las reservas para regulación primaria, secundaria y terciaria de frecuencia. En el caso de estas últimas, tiene establecidos varios tipos de reserva según el tiempo de respuesta. Existen otros tipos de reserva terciaria que no son incluidos en este trabajo. Brasil define la reserva para control primario y secundario. La reserva utilizada por el control terciario de frecuencia corresponde a la reserva rápida (de prontidão) y suplementaria establecidas en dicho sistema.

4.0 - CARÁCTERÍSTICAS TÉCNICAS Y ECONÓMICAS DE LAS RESERVAS.

4.1 Características técnicas

Los criterios técnicos para las reservas definidas en la Tabla 1 son diferentes en cada país de acuerdo a las necesidades, a la tecnología y recursos disponibles; así como las características del sistema.

La Tabla 2 presenta un resumen de algunas de las características de la reserva primaria en los sistemas estudiados.

Colombia no está incluida debido a que la regulación primaria de frecuencia no es reconocida como servicio complementario en este sistema. Noruega y Suecia presentan las mismas características definidas para el sistema Nórdico. Para los sistemas de Norteamérica fueron ilustrados los estándares definidos por la NERC - North American Electric Reliability Council. Argentina establece un porcentaje de reserva óptimo RP[%] en función de la demanda en la hora 'h' para cada área 'a' del sistema. El valor mínimo es definido igual a 2.1 % de la demanda. En Brasil, la cantidad solicitada corresponde a 1% de la responsabilidad propia de cada generador.

El estatismo de la máquina se refiere a la inclinación de la curva de regulación de velocidad de cada generador del sistema. Cuanto mayor es su valor, más potencia activa inyecta o extrae el generador para mantener el balance generación carga.

Tabla 2 – Características técnicas de la regulación primaria de frecuencia

Sistema	Noruega (10)	Suecia (10)	Quebec (1), (13)	California (1), (13)	Argentina (8)	Brasil (14), (15)
Cantidad solicitada	R ₁ : 600 MW R ₂ : 1000 MW	R ₁ : 600 MW R ₂ : 1000 MW	No recomendado	No recomendado	RP[%]*DEMha (se establece un mínimo de 2.1%)	1% RPG
Frecuencia característica	R ₁ : 6000 MW/Hz R ₂ : 2500 MW/Hz	R ₁ : 6000 MW/Hz R ₂ : 2500 MW/Hz	10 % de la demanda pico estimada/Hz	10 % de la demanda pico estimada/Hz	No recomendado	No recomendado
Desvíos máximos	R ₁ : 0.1 Hz R ₂ : 0.4 Hz	R ₁ : 0.1 Hz R ₂ : 0.4 Hz	No recomendado	No recomendado	0.15 Hz	0.5 Hz
Estatismo (droop)	6 %	No recomendado	5 %	5 %	No recomendado	2-8 %

Nota: R₁, R₂: Los tipos de reserva primaria definidos en estos sistemas de acuerdo a la

Tabla 1.

La Tabla 3 resume los requerimientos del control secundario de frecuencia en los sistemas estudiados.

Tabla 3 – Características técnicas de la regulación secundaria de frecuencia

Sistema	Colombia (7)	Quebec (16)	California (6), (16)	Argentina (8)	Brasil (15)
Cantidad solicitada	Basada en el VERPC=2*HO	% DEM para cumplir con NERC	% DEM para cumplir con NERC	RS[%]*DEMha (mínimo 2.1%)	2.5%RPG+1.5%CP

Noruega y Suecia no son ilustrados porque estos países no realizan control secundario de frecuencia. En Colombia, la cantidad de reserva asignada está en función del Valor Esperado de Racionamiento de Potencia a Corto Plazo - VERPC. En particular, la reserva para CAG se denomina holgura (HO) y es asumida la misma cantidad en la regulación hacia arriba y hacia abajo (2*HO). En Quebec y California, la cantidad de reserva para regulación debe ser un porcentaje de la demanda tal que cumpla con los requisitos de la NERC – North American Electric Reliability Corporation. De la misma forma, en Argentina se establece como un porcentaje de la demanda y un valor mínimo de 2.1%. En Brasil, la reserva para regulación secundaria equivale a 2.5% de la responsabilidad de cada generador más 1.5 % de la carga propia de cada agente.

4.2 Características económicas

La Tabla 4 presenta algunos aspectos económicos relacionados con el control primario de frecuencia:

Tabla 4 – Características económicas de la regulación primaria de frecuencia

Sistema	Noruega (10)	Suecia (10)	Argentina (8)
Precio de remuneración	0,126 USD/MW/Hz/h*	De acuerdo al precio del mercado de reserva	PSPOTha
Costo anual	Limitado a 6.3 millones de dólares*	19.6 millones de dólares	Desconocido
Mercado	Si (subastas semanales)	Si (semanal e diario)	No
Contratos	Si (contratos anuales)	No	No
Sistema de selección	Contratos: Precio fijo; Subastas semanales: MCP	PBP	Basado en los costos variables de producción de los generadores

Nota: * Tasa de cambio euro/dólar=1.25876 (día 2 de marzo de 2009).

En Noruega la reserva primaria es remunerada con una tarifa equivalente a 0.126 USD/MW/Hz/h. El costo anual fue limitado a 6.3 millones de dólares en el año 2006. La reserva primaria es adquirida principalmente a través de contratos anuales. La reserva adicional se obtiene por medio de subastas semanales. En el caso de las subastas, el precio de la reserva es el precio de la última oferta que fue aceptada (Market Clearing Price - MCP).

En Suecia, la reserva primaria es adquirida por medio de subastas semanales. La reserva adicional se obtiene en mercados adicionales diarios. El servicio es remunerado al valor ofertado por cada agente participante (Pay as Bid Price - PBP). El costo estimado anual de este servicio es de 19.6 millones de dólares.

En Argentina, el control primario de frecuencia no es un servicio remunerado. Sin embargo, cuando el generador presenta un déficit/exceso de reserva primaria paga/recibe por el servicio valorado al precio del mercado de energía (PSPOT) en la hora 'h' de la área 'a' de dicho sistema. El criterio de selección de la reserva se basa en los costos variables de producción de las centrales generadoras.

Quebec, California y Colombia son sistemas que no tienen el servicio de control primario definido como servicio complementario. En Brasil este servicio es obligatorio y no remunerado.

La Tabla 5 presenta algunas características económicas del control secundario de frecuencia:

Tabla 5 – Características económicas de la regulación secundaria de frecuencia

Sistema	Colombia (7), (17), (18),	Quebec (11)	California (6)	Argentina (8)	Brasil (9)
Precio de remuneración	PR	Tarifa regulada	ASMP	[%]*PSPOT	Costos de inversion, O&M
Costo anual	138.6 millones de dólares*	Desconocido	Ver Tabla 6	Desconocido	Desconocido
Mercado	No	No	diario, tiempo real :15 min	Diario	No
Contratos	No	Diario, horario, semanal, mensual, anual	No indicado	No	Si
Sistema de selección	Basado en los precios de oferta del mercado de energía	Basado en el contrato	MCP	MCP	Basado en los contratos establecidos

Nota: * Tasa de cambio Peso colombiano/Dolar=0.000385

En Colombia no existe un mercado de regulación secundaria de frecuencia. Sin embargo, el servicio es remunerado obedeciendo determinadas reglas algebraicas y de acuerdo al precio de reconciliación (PR) que es el máximo valor entre el precio de oferta del generador y el precio de la energía vendida a los sistemas vecinos. Este valor es calculado diariamente. El costo por regulación secundaria alcanzó un valor aproximado de 138.6 millones de dólares en el año 2007.

En Quebec, el servicio de control secundario es a tarifa regulada, existiendo una tarifa única que depende de la base de tiempo contratada.

En California, la reserva secundaria es remunerada de acuerdo al precio del mercado del servicio complementario (Ancillary Service Market Price – ASMP). La reserva es contratada en un mercado del día anterior. Para reserva adicional se convoca un mercado en tiempo real en una base de tiempo de 15 minutos. El sistema de selección es MCP. La reserva y la energía son optimizadas en forma conjunta (co-optimización)

En Argentina los generadores pueden ofertar para el servicio de regulación secundaria un precio que es un porcentaje del precio SPOT del mercado de energía. El mercado es convocado diariamente y el sistema de pago es MCP. El precio resultante es afectado por un factor que mide la eficiencia del servicio del control secundario en función de los desvíos de frecuencia registrados.

Actualmente, en el sistema Brasileño, se están implementando contratos bilaterales para este servicio (9). Las componentes de costos a ser remuneradas son los costos de inversión, operación y mantenimiento.

La Tabla 6 presenta algunas características económicas de la regulación terciaria de frecuencia. Los aspectos económicos de la reserva terciaria en California y Quebec son iguales a los presentados para el caso de la regulación secundaria. El costo de la regulación secundaria y terciaria para el estado de California es estimado en 230 millones de dólares para el año 2008.

Argentina remunera las diferentes tipos de reserva terciaria a un porcentaje del precio del mercado spot, exceptuando la reserva de 4 horas cuyo valor es remunerado al precio de la oferta realizada por cada generador (PBP).

Tabla 6 – Características económicas de la regulación terciaria de frecuencia

Sistema	Noruega (10)	Suecia (10)	Quebec (11)	California (6), (18)	Argentina (8)	Brasil (9)
Precio de remuneración	Precio resultante del RPM	Precio resultante del RPM	Tarifa regulada	ASMP	R ₁ : KRO = 20% R ₂ : KR10M = 15% R ₃ : KRF=10%	Costos O&M
Costo anual	Semanal: 7,5 - 15,1 millones de dólares	Desconocido	Desconocido	230 millones de dólares***	Desconocido	Desconocido
Mercado	Diario, semanal	Diario	No	Diario, tiempo real :15 min	R ₄ : Subasta semanal	No
Contratos	1-5 años para centrales antiguas	Contratos bilaterales anuales	diario, horario, semanal, mensual, anual	No indicado	No	No
Sistema de Selección	MCP	MCP	Basado en el contrato	MCP	R ₄ : PBP	Basado en costos los variables

Notas: * Tasa de cambio euro/dólar=1.25876 (día 2 de marzo de 2009). ** %KRO: Porcentaje del Precio de la Energía en el Mercado para la Reserva Operativa; %KR10M: Porcentaje del Precio de la Energía en el Mercado para la Reserva de 10 minutos; %KRF: Porcentaje del Precio de la Energía en el Mercado para la Reserva Fría.
*** El valor indicado comprende costos de totales de regulación secundaria y terciaria calculados con base en costos promedio mensuales indicados en la página del operador de red.

5.0 - RESUMEN DE LOS MODELOS DE REMUNERACIÓN.

La Tabla 7 muestra un resumen con algunas de las características de los mercados de reserva en los sistemas estudiados.

Tabla 7 – Características de los mercados de reserva estudiados

Sistema	Esquema	Restricc.	Oligop.	Método de selección	Frecuencia de contratación	Exito, problemas
Noruega	Mercado secuencial (RPM)	Si	+	MCP	Diaria	Participación y precios aceptables
Suecia	Mercado secuencial (RPM)	Si	+	MCP	Diaria	Participación y precios aceptables
Quebec	Regulado – centralizado	Si	+++	Tarifa regulada	Diaria, horaria, semanal, mensual, anual	Desconocido
California	Mercado co-optimizado (IFM)	Si	++	MCP	Diaria, tiempo real	Altos costos y reversión de precios en sus inicios
Colombia	Regulado	Si	+++	PR	Programación diaria	Desconocido
Argentina	Mercado y regulación	Si	++	%PSPOT	Programación diaria	Desconocido
Brasil	Regulado-centralizado	Si	+++	PBP	Acordado en el contrato	Desconocido

Nota: Restricc: Restricciones; Oligop: Oligopolio

Es preciso destacar que los esquemas ilustrados en esta tabla no constituyen el único mecanismo adoptado para buscar la reserva. Como fue descrito en las secciones anteriores, varios sistemas implementan diversas formas de contratación. California, por ejemplo, busca todas las reservas a través del IFM (Integrated Forward Market); mientras el mercado Nórdico solamente utiliza el RPM (Regulation Power Market), para un determinado tipo de reserva (Una parte de la reserva terciaria de acuerdo a los tipos de reserva definidos en este trabajo).

La columna oligopolio es totalmente subjetiva. De acuerdo con esta columna, se considera que en todos los sistemas existe un problema común; la dominancia de algunos agentes del sistema en el suministro del servicio. Los esquemas regulados favorecen esta situación. Un esquema regulado-centralizado, se refiere a un esquema en el cual adicional a la regulación de la tarifa del servicio, la cantidad a suministrar es controlada por el operador de red.

Los métodos de selección y la frecuencia de contratación hacen referencia unicamente al esquema ilustrado en la misma tabla. También se considera que en todos los sistemas estudiados existen restricciones de red importantes que afectan la valoración de los servicios complementarios. Por ejemplo, para la búsqueda de estos servicios, el sistema Noruego es dividido en 3 zonas, al igual que el sistema de California.

Mientras California optimiza el mercado de energía en forma conjunta (co-optimización), el sistema Nórdico posee dos submercados optimizados en forma secuencial¹. Aunque es evidente que la región nórdica no utiliza co-optimización, el mercado se ha desarrollado con un éxito relativo. Posibles razones son: un mayor nivel de competitividad debido a la integración de los países de la región y una regulación mas estricta.

De la experiencia de los países suramericanos, se puede concluir que el sistema que posee una estructura de remuneración mejor definida para los servicios complementarios es el de Argentina. En la valoración son considerados algunos criterios técnicos como los requerimientos óptimos de reserva y el índice de eficiencia del servicio de regulación secundaria. Se puede observar que los precios de la reserva están directamente relacionados con el precio de la energía a través de una base porcentual.

Los sistemas que presentan mayor similitud en términos de la proporción de producción hidráulica comparados con Brasil son el sistema de Noruega y Quebec. En el primero, la implementación de un mercado fue posible debido a la integración de este sistema con el resto de países Nórdicos. En el segundo, el sistema de remuneración actual es a tarifa regulada y, como en el caso de Brasil, existe cierto temor a implementar una estructura competitiva debido a los problemas que pueden surgir con el uso del agua y el posible incremento tarifario.

6.0 - ALGUNAS SUGERENCIAS DE VALORACIÓN PARA EL CASO BRASILEÑO.

El sistema brasileño comercializa su energía en subastas de largo plazo. La no existencia de un sistema de mercado diario de energía dificulta la implementación de un mercado de servicios de reserva en el corto plazo. Un obstáculo adicional se presenta debido a la operación de centrales en cascada, lo cual hace que algunos agentes del mercado sean afectados por las decisiones de otros en lo referente al uso del agua.

Además de esto, el despacho de generación actual que es coordinado en forma centralizada por el operador de red, impide que el propio agente generador pueda tomar las decisiones que considere convenientes para comercializar la reserva.

Por otro lado, los desvíos de generación con respecto a los contratos de energía asegurada de cada generador son corregidos vía MRE - Mecanismo de reubicación de energía. También, es un hecho que en tiempo real, los desvíos de generación con respecto al despacho programado son administrados a través de la reserva operativa. Esto lleva a la conclusión de que la energía aportada por la reserva operativa está siendo parte del proceso de reubicación y por tanto es valorada al precio del MRE.

Un primer paso hacia la correcta valorización de los servicios complementarios de reserva se centra en separar el mecanismo de reubicación de energía del proceso de medición y valoración de la reserva operativa. Para esto, se sugiere que el MRE tome como referencia el despacho programado y no el despacho en tiempo real, una vez que los desvíos en tiempo real deben ser medidos y valorados al precio de la reserva. Adicionalmente, la reserva efectivamente utilizada en tiempo real representa energía que debería ser valorada de acuerdo al precio del mercado de corto plazo (precio de liquidación de las diferencias - PLD) en caso de implementar un sistema tarifario. Si en el futuro se planteara la existencia de un mercado de reserva, el precio por el uso de dicha reserva sería determinado en función de las ofertas de los agentes.

7.0 - CONCLUSIÓN

Una comparación de las diversas formas de administración de la reserva operativa practicada en diversos

¹ El término secuencial se refiere a un proceso de optimización separada; esto es, el mercado de reserva se resuelve después del mercado de energía.

sistemas con alta producción hidroeléctrica fue presentada. Es posible identificar diferentes requisitos técnicos, diversas formas de contratación y diferentes criterios de selección. Algunos sistemas valoran la reserva por medio de un sistema de mercado, mientras otros lo hacen a través de un esquema regulado. Cada sistema es afectado por diversos factores que llevan a la elección de una u otra forma de valoración. Una clara tendencia a reconocer los costos de estos servicios y a relacionar su valor con el precio de la energía puede ser observada. En el caso del sistema brasileño, se discuten algunos aspectos que son considerados importantes para encaminar la valoración de acuerdo a las prácticas implementadas en otros sistemas.

8.0 - REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) REBOURS G. Yann; KIRSCHEN S. Daniel and all. A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services - Part I: Technical Features. IEEE Trans. on Power Systems, Vol 22, No. 1, February 2007.
- (2) Statkraft, Norway. Statkraft's hydropower plants. 2009. Disponible en: <http://www.statkraft.com/pub/hydropower/>
- (3) Nils Flatabø, Gerard Doorman, Ove S. Grande, Hans Randen, and Ivar Wangensteen. Experience With the Nord Pool Design and Implementation. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 2, May 2003.
- (4) C. Robert Clark and Andrew Leach. The potential for Electricity Market Restructuring in Quebec. Canadian Public Policy, Analyse de Politiques, Vol. XXXIII, No. 1, 2007.
- (5) Electric Power Research Institute, EPRI. Implications of Energy and Ancillary Service Market Structure for Hydroelectric Generation - A survey of U.S. ISOs. Final Report, September 2001.
- (6) California ISO. Updated 4th replacement MRTU Tariff. AUGUST 7, 2008. Disponible en: <http://www.caiso.com/pubinfo/tariffs/index.html>
- (7) Interconexión eléctrica SA. Reseña histórica del sistema eléctrico colombiano y presentación general del mercado. Colombia, 2002
- (8) CAMMESA, Argentina. Los Procedimientos ANEXO 23: REGULACION DE FRECUENCIA. Versión: 27-mar-2007. Disponible el día 31 de enero en: <http://www.cammesa.com/inicio.nsf/marconormativa>
- (9) Operador Nacional do Sistema Elétrico. Arranjos Comerciais para os Serviços Ancilares providos pelos Agentes de Geração. Submódulo 14.2. Disponible el día 24 de enero de 2008: <http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo\ 14.aspx>
- (10) Tarjei Kristiansen. The Nordic approach to market-based provision of ancillary services. Elsevier, Energy Policy 35 (2007) 3681-3700. March 2007. Available on: <http://www.elsevier.com/locate/enpol>
- (11) Hydro-Québec. Hydro-québec open access transmission tariff. 196 p., 2008 <http://www.hydroquebec.com/en/index.html>
- (12) Operador Nacional do Sistema Elétrico. Administração dos Serviços Ancilares - Introdução. Submódulo 14.1. Disponível no dia 24 de Janeiro: <http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo\ 14.aspx>
- (13) North American Electric Reliability Corporation, NERC. Frequency Response and Bias. Resource and Demand Balancing. October 29 /2008. Disponible en: <http://www.nerc.com/>
- (14) Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão à Rede Básica. Submódulo 3.6, Rev. 5, 30 de maio de 2008. , Brasil. Disponible el día 20 de enero de 2008 en: <http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo\ 03.aspx>
- (15) Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Norma de Operação - Controle da Geração em Operação Normal. Submódulo 10.8, Rev. 2, 18 de dezembro de 2008, , Brasil. Disponible el día 4 de febrero de 2008 en: <http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>
- (16) North American Electric Reliability Corporation, NERC. Operating Reserves. Resource and Demand Balancing. October 29 /2008. Disponible en: <http://www.nerc.com/>
- (17) Ministerio de Minas y Energía. Resolución Número 064. Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, República de Colombia, Septiembre 12 de 2000.
- (18) XM. Los expertos en Mercado. Restricciones de diciembre de 2008. Enero 16 de 2009. Disponible en: <http://www.xm.com.co/Pages/Informes.aspx>
- (19) California ISO, CAISO. Market Performance Reports - Daily Market Watch 2008. Disponible en: <http://www.caiso.com/>