

José Oscullo L.

Corporación CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA -CENACE-

Resumen.- En la actualidad los mercados de energía eléctrica pasan por una profunda reestructuración; especialmente en la creación de instrumentos para agilizar las transacciones y reducir el riesgo comercial entre los diferentes agentes del mercado eléctrico. El riesgo comercial, aparece debido a la disponibilidad de las unidades del sistema eléctrico para el caso de las centrales hidroeléctricas es el caudal de los ríos que poseen una elevada aleatoriedad.

En las primeras etapas de la reestructuración todos los esfuerzos se han centrado en resolver los problemas particulares de cada mercado; de esa manera tender a la creación de mercados suficientemente líquidos y con una adecuada estructura competitiva, todo ello encaminado a garantizar que la oferta de energía se adecue a la demanda en todo momento, más las señales económicas para la oferta de generación; debe buscar ser estables y con mecanismos claros y transparentes para todos los agentes lo que permita la instalación de capacidad de potencia disponible en el sistema y con ello sea sustentable el sistema de una manera técnica, política como económicamente. Dichas características la presentan los mercados financieros específicamente las opciones.

Para poder enfrentar estos inconvenientes presentes en el mercado, resulta útil analizar a otros mercados con características similares; el presente trabajo realiza el estudio del mercado de opciones para la remuneración de potencia aplicado al sector eléctrico y la aplicabilidad de esta metodología en Ecuador.

Palabras Claves.- Mercado Eléctrico, Opciones, Pago de Potencia

1. El Sector Eléctrico Ecuatoriano

El sector eléctrico ecuatoriano para el año 2007 está constituido en su fase de generación por 14 empresas generadoras (privadas o públicas o mixtas) que abastecen el 90.4% de la demanda nacional anual y el 9.6% se encuentra conformado por la generación de las empresas de distribución, autoprodutores y generación no convencional. Las empresas de generación operan centrales hidroeléctricas mayoritariamente y térmicas;

la transmisión lo realiza la empresa de transmisión TRANSELECTRIC cuyo propietario es el estado por medio del Fondo de Solidaridad, la distribución de energía eléctrica se realiza por medio de 18 empresas que poseen la respectiva concesión para suministrar el servicio.

El sistema eléctrico ecuatoriano posee una capacidad instalada a diciembre de 2007 de 3751 MW de los cuales 2022 MW son de generación hidráulica. En el año 2007 se presentó en promedio 710.3 MW-mes indisponibles, el cual representa un aumento del 3.27% respecto a la indisponibilidad del año anterior.

La demanda máxima de potencia del año 2007 alcanzó el valor de 2706.3 MW. La energía en los puntos de entrega de consumo fue de 14665.85 GWh que fue abastecida por la producción de generación 14356.8 GWh, de los cuales 860.87 GWh provienen de las interconexiones eléctricas de Colombia.

La estructura de la demanda es la siguiente: un 45.91% se presenta en el ámbito de concesión de la Empresa Eléctrica Quito (20.65%) y de la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil -CATEG- (25.26%), distribuidoras encargadas del suministro a las ciudades de Quito y Guayaquil, el 54.09% representa a 17 empresas de distribución y 85 Grandes consumidores.

A partir del 10 de octubre de 1996 debido a la publicación de la ley del Régimen del Sector Eléctrico del Ecuador-LRSE- el estado realizó la reestructuración del sector eléctrico, el cual establece las reglas económicas para la interacción entre los diferentes componentes de la industria eléctrica: generación, transmisión, distribución y grandes consumidores y crea el mercado eléctrico mayorista y norma sus funciones y estructura.

En todos los países la reestructuración en mayor o menor grado cuenta con la participación privada y el gobierno como regulador y controlador para permitir el normal desenvolvimiento del mercado. En la Figura 1 se muestra la estructura de las instituciones creadas para la conformación del mercado eléctrico.

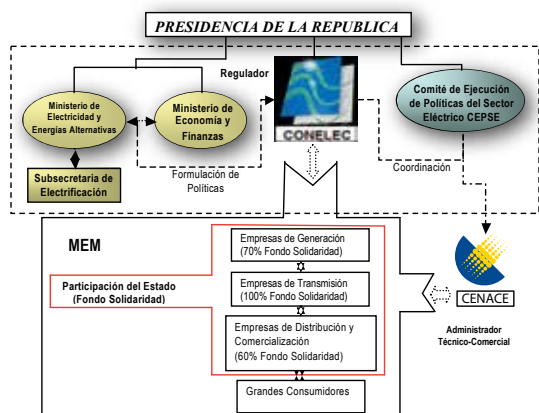


FIGURA 1: Estructura y funciones del Mercado Eléctrico Mayorista Ecuatoriano –MEM–Fuente: CONELEC

Los generadores participantes en el mercado Eléctrico Mayorista -MEM- pueden negociar dos productos energía y potencia regidas cada una por una normativa particular.

El mercado de potencia está determinado por medio del artículo 48 LRSE y el RSFMEM, donde se definen de forma explícita los conceptos de potencia que son remunerados por parte del MEM y mediante regulación se detalla la metodología de cálculo de la magnitud de potencia a ser remunerada a cada generador; los conceptos que considera la normatividad son:

- Potencia Remunerable Puesta a Disposición-PRPD-.
- Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia.
- Reserva Adicional de Potencia.

La potencia reconocida a cada generador para el caso del estudio representa la PRPD, se valora al precio unitario de potencia –PUP- cuyo valor es determinado por el CONELEC, corresponde al costo unitario mensual de capital más costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad generadora más económica que puede suministrar generación en la demanda máxima en condiciones hidrológicas secas; siendo de 5.7 \$/kW mes.

2. Mercado de Opciones para el Pago de Potencia

El mercado de opciones, entrega al mercado la responsabilidad de definir el valor a pagar por la potencia, sin una participación activa de los consumidores, debido a los problemas que se detallaron, sino a través del operador del sistema el cual contrataría a nombre de la demanda una cierta cantidad de potencia determinada por él. Con lo que la competencia por acceder a los

contratos y con ello ser parte del reparto de los ingresos e incentivos; característica de cualquier modelo competitivo.

Lo indicado anteriormente crea un mercado de potencia, por medio de la adopción de un procedimiento periódico llevado adelante por el ente regulador, el cual deberá convocar a una subasta donde los agentes compitan para vender opciones estandarizadas en base al precio de la energía.

De los instrumentos financieros las opciones se definen por una cantidad contratada (en MW), un precio de ejercicio de la opción “strike price” y una cierta cantidad de dinero que se denomina prima de la opción. A cambio de recibir dicha prima, el agente que vende la opción, se compromete a compensar al consumidor cada vez que el precio de mercado supere el precio de ejercicio de la opción, por medio de la diferencia entre el precio del mercado y el precio de ejercicio.

El procedimiento para la implantación del mercado de potencia a través de opciones contempla los siguientes pasos:

- Cada período de tiempo, el regulador determina el nivel de potencia que requiere el sistema, la cantidad de opciones a adquirir a nombre de la demanda convocando una subasta para cubrirla.
- Las unidades de generación realizan ofertas en precio y cantidad. Donde el precio corresponde a la mínima prima que desean obtener y la cantidad es la potencia (MW) que desean adquirir en forma de opciones.
- Cada unidad de generación puede realizar varias ofertas, de acuerdo al número de bloques de potencia (MW) hasta alcanzar su capacidad disponible.
- Las ofertas se ordenan desde la de menor a la de mayor precio; esto permite ordenar las ofertas más convenientes para cubrir el nivel de demanda que requiere el sistema, estos bloques de potencia son aceptados y los que quedan sobre la demanda constituyen las ofertas rechazadas.
- La potencia asignada a cada generador depende de las ofertas aceptadas en la subasta.
- La prima marginal unitaria a recibir por cada generador, es igual a la oferta más cara aceptada.
- El precio de ejercicio de la opción es determinado por el regulador y anunciado a todos los

participantes de la subasta para que lo consideren en la oferta.

- Para períodos similares se asignara opciones al mismo tiempo y precio siempre y cuando se trate de una demanda semejante.
- Los ingresos de cada generador se obtienen de la multiplicación de la prima marginal unitaria con la cantidad MW aceptada en la subasta.
- Los generadores aceptados en la subasta se comprometen con los consumidores a compensarlos por la diferencia positiva de la relación precio de mercado - precio de ejercicio. Con lo que los consumidores se cubren respecto a precios altos en el mercado.
- Los cobros y pagos se liquidan de manera análoga que en una bolsa de valores; es decir; el cobro de la prima y el pago de las compensaciones son simultáneos a fin de evitar distorsiones financieras.

La figura 2 ilustra el mercado de potencia propuesto.

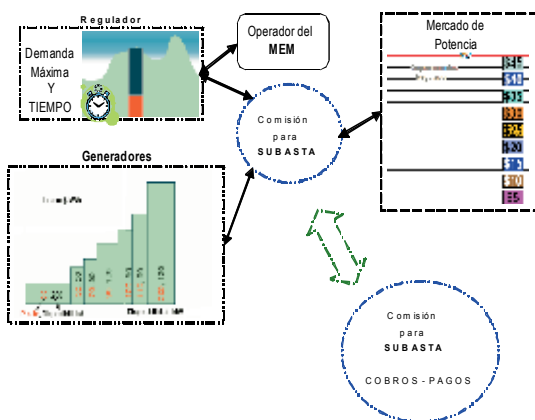


FIGURA 2: Diagrama del Mercado de Opciones Propuesto.
Fuente: Elaboración Propia.

3. Algoritmo Propuesto

Las ofertas de los generadores hidráulicos, se basa en la obtención de un escenario que considera 100 series; a través del modelo aprobado y acordado por los agentes y el regulador, el cual debe permitir representar las características y restricciones del sistema hidrotérmico; siendo el programa SDDP® apto para modelar este tipo de sistemas; para el cual los agentes deben declarar la disponibilidad, tasa de indisponibilidad histórica o la tasa de salida forzada FOR, mantenimientos de equipos, previsión de caudales y observaciones relevantes de la operación de las unidades, para el período de análisis.

Ofertas de Plantas Hidráulicas.

Para la formación de las ofertas se considera los siguientes pasos:

Paso 1: Generación despachada y horas críticas del sistema

La generación despachada considerando la declaración de mantenimientos de los agentes y la curva de pronóstico de la demanda realizada por el regulador por medio del modelo, se ordena por mes y serie para cada generador. Las horas críticas son aquellas horas en las que el costo marginal del sistema es mayor que el precio de ejercicio que por lo general está situación es cuando en la simulación aparece racionamiento.

Paso 2: Generación mínima mensual

De acuerdo al ordenamiento de cada generador se selecciona la generación mínima mensual en MWh.

Paso 3: Potencia mínima mensual.

La energía mínima obtenida en el paso 2, se transforma a potencia media (MW), debido al ser energía mínima son potencias mínimas.

Paso 4: Ordenación ascendente de potencias

La potencia mínima de cada serie se ordenan de manera creciente; la potencia mínima de las mínimas es la más firme.

Paso 5: Cálculo de la prima para cada potencia mínima

Para cada potencia mínima de cada serie se obtiene la prima por medio de la ecuación 1

$$\text{Prima}_{k,ZZ} = \frac{H}{P_k} [P_k (CENS - s) + \frac{1}{NS} \sum_{i=1}^{k-1} (P_k - P_i) * pen] \quad (1)$$

Donde:

H = No. de horas críticas

CENS = precio de racionamiento (US \$ / MWh)

s = precio de ejercicio

NS= No. de series del modelo

pen= rubro de penalización

Pk= potencia mínima de la serie k (MW)

Pi = potencia mínima de la serie $i \neq k$

Paso 6: Cálculo de la prima de cada bloque de potencia.

Por medio de la ecuación 2 se determina la prima para cada bloque de potencia.

$$\text{Prima}_{\text{bloque } j} = \frac{[\text{Prima}_k * P_k - \text{Prima}_{k-1} * P_{k-1}]}{(P_k - P_{k-1})} \quad (2)$$

Ofertas de Plantas Térmicas.

La formación de la ofertas requiere determinar la potencia a ofertar, la cual depende de la estrategia del agente; una vez determina las horas críticas para el horizonte del análisis se aplica la ecuación 3.

$$\text{Prima} = \frac{H}{P} [P(\text{CENS} - s) + (1 - IH) * P * \text{pen}] \quad (3)$$

Donde:

P = potencia a ofertar

IH = índice de disponibilidad histórica (%)

La fórmula tiene sentido para cada unidad térmica.

Las ofertas de los generadores térmicos e hidráulicos en precio (primas calculadas) y potencia obtenidas de acuerdo a lo indicado, ingresa a la subasta organizada por una entidad designada por el ente regulador cuyos resultados deben ser públicos.

Estas ofertas se ordenan de menor a mayor, hasta cubrir la demanda determinada por la entidad reguladora. La entidad que lleve adelante la subasta debe colocar a disposición para información de los agentes algunos parámetros claves como son: demanda, precio de ejercicio, precio de racionamiento, penalización y otros que considere necesarios.

Estos resultados deben ser públicos y enviados a todos los agentes del mercado eléctrico; así los generadores hidráulicos pueden obtener su oferta en base a este escenario; mientras que los generadores térmicos conjuntamente con los datos proporcionados por el regulador y la tasa de salida forzada pueden realizar su oferta.

Un posible cronograma para realizar la declaración de la oferta puede ser: en octubre del año anterior realizar la declaración de los parámetros de cada agente para obtener las simulaciones y su procesamiento en el mes de noviembre, en el mes de diciembre análisis y observaciones por parte de los agentes y su publicación

a principios del mes de enero del año de simulación.

4. Resultados

Los resultados que se presentan, para el caso de los generadores hidráulicos se utilizó el escenario obtenido en el programa SDDP para el año 2006 y las tasas de salida forzada de los generadores térmicos obtenida en base a la estadística operativa del CENACE.

La prima marginal corresponde a la última prima captada en la subasta, esta deberá ser utilizada para determinar los ingresos por potencia de los generadores durante el período de estudio.

A continuación se explica la determinación de los parámetros claves que el regulador debe colocar a disposición de los agentes:

- Costo de la Energía no Servida (CENS)

Al no existir un valor oficial para CENS; más en la práctica, para los estudios se utiliza un valor levemente superior al mayor costo variable de la unidad del sistema que para el caso del estudio corresponde a la unidad Monay 6 de la empresa Elecaastro cuyo costo variable es de 107.6 US \$/MWh; así el costo de la energía no servida para el modelo de pago de potencia por medio de opciones es de 110 US \$/MWh.

- Penalización

Para la estimación de este parámetro se analizó si los generadores son existentes ó nuevos, debido a que esta situación determina el nivel de firmeza de la energía de una cierta oferta para presentar precios competitivos. La modelación de la aversión al riesgo de los generadores se considera para el caso de estudio como la relación entre los precios altos en función de la firmeza de los bloques está última depende de la indisponibilidad del generador en los períodos en los que el precio de ejercicio supere al precio del mercado de energía, valor que se puede traducir en probabilidad.

Generador nuevo:

- PUP ó costo de inversión 5.7 US \$/kW-mes
- Indisponibilidad (\square) para el caso de bloques nuevos de potencia en valores estándares es del 8%.
- La cantidad de dinero a recuperar del mercado de potencia en el horizonte de la subasta que de acuerdo a la propuesta constituye un año:

$$5.7 \frac{\$}{kWmes} * 12meses * 1año \quad (4)$$

- La penalización considera las horas críticas que de acuerdo al precio de ejercicio y la simulación del sistema por medio del SDDP; se obtiene que son 0.5 meses (365.3 horas al mes):

$$730 \frac{horas}{mes} * 0.5meses * Er * pen * 8\% \quad (5)$$

Para el caso del generador nuevo se considera que la aversión al riesgo (Er.) es igual a 1.

Generador existente

No existe el costo de inversión y el ingreso es:

$$730 \frac{horas}{mes} * 0.5meses * Er * pen * \lambda_j \quad (6)$$

Mediante las ecuaciones 4, 5 y 6 se obtiene la siguiente curva para definir la penalización como se indica en la figura 3, la cual indica una probabilidad de indisponibilidad del 42.5%; esto se traduce en una penalización de 105 US \$/kW.

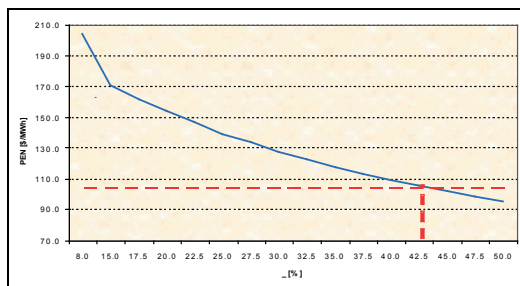


FIGURA 3: Penalización en función de la indisponibilidad.

Fuente: Elaboración propia

- Precio de ejercicio

No existe un procedimiento riguroso, sino que el regulador debe ajustarlo a la realidad de cada mercado. A un precio muy bajo haría que las opciones se ejerzan a cada momento; el precio debe buscar ingresar a las unidades más eficientes en costos. Para el caso del estudio se considero 70 US \$/MWh.

- Demanda

La determinación de la potencia a abastecer depende del regulador, el cual debe sustentarse en la mejor estimación sobre el crecimiento de la demanda basándose en la estadística y políticas de crecimiento del país.

Para el caso del estudio, a fin de poder comparar los pagos de potencia con el método propuesto y el actual; la demanda máxima ocurrió en el mes de diciembre

de 2006 y fue de 1'926.973, 06 kW; mientras que la demanda mínima se presentó en el mes de julio de 2006 siendo de 1'397.145.03 kW.

Esta información colocada en el programa MPO® desarrollado en EXCEL® constituye los datos de ingreso al modelo conjuntamente con las ofertas realizadas por los generadores térmicos.

A continuación en la figura 4 se muestra la pantalla de manejo de los módulos de creación de las curvas de oferta de los generadores; así como la obtención de la subasta.



FIGURA 4: Pantalla de Inicio del Modelo

- Caso demanda máxima

Considerando la demanda máxima se obtiene la prima marginal que es de 5.3 US \$/kW-mes, inferior al pagado por el método actual en 0.4 US \$/kW-mes. La figura 5, muestra la potencia y los ingresos por el pago de potencia por el método propuesto y el método actual, observándose una tendencia similar en casi todas las tecnologías a excepción de la generación hidráulica de embalse, siendo esta la más afectada; más es necesario considerar que este tipo de generación tiene asociada su producción al caudal afluente (variable hidrológica altamente estocástica) lo que hace que sólo pueda comprometer su energía firme, a través del método de pago de opciones.

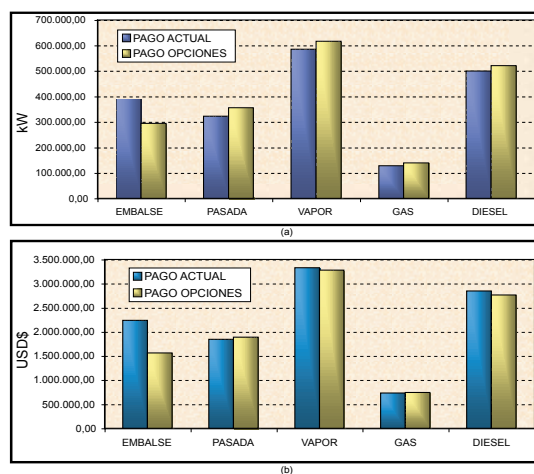


FIGURA 5: Ingresos por el Pago de Potencia de acuerdo a la tecnología de generación.

Así las empresas que poseen unidades de generación térmicas poseen mayores ingresos que las de generación hidráulica debido a que no pueden comprometer más allá de su energía firme. A pesar de el valor de pago de potencia para el caso de opciones es inferior los generadores presentan ingresos muy similares, como se observa en la figura 6.

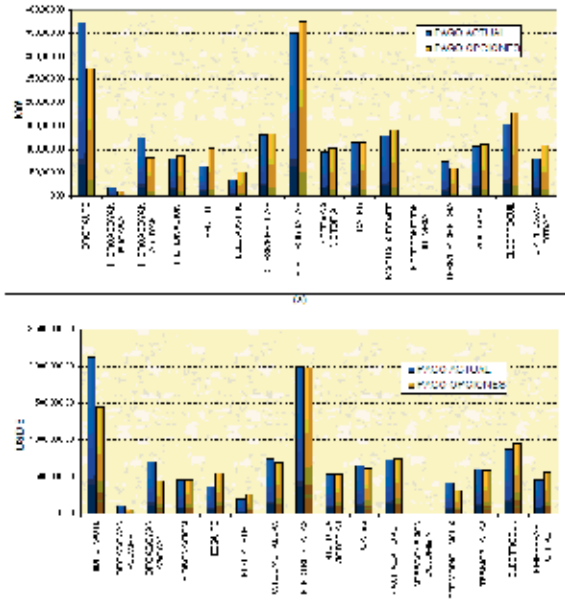


FIGURA 6: Ingresos por el Pago de Potencia por Empresa de Generación.

- Caso demanda mínima

Considerando la demanda mínima se obtiene la prima marginal que es de 4.73 US \$/kW-mes, valor diferente al pago actual que es de 5.7 US \$/kW-mes. La figura 7 indica la potencia y los ingresos de los agentes por los dos métodos de pago de potencia para cada tecnología; como en el caso anterior se observa la distribución de la asignación de potencia hacia las unidades térmicas lo cual demuestra que en el mercado está tecnología es la que permite sustentar el abastecimiento de la demanda de los consumidores.

Mediante la figura 8, se puede observar la asignación de potencia y de ingresos para cada agente; así para el caso de los agentes hidráulicos solo pueden comprometer su energía firme a pesar de que en el caso de pago de potencia por medio de opciones el precio US \$/kW-mes es menor presentan ingresos muy similares a los actuales, mientras que los agentes con unidades térmicas si poseen potencia y no esta comprometida en mantenimientos o restricciones adicionales el método propuesto permite obtener ingresos superiores a pesar de ser inferior el pago debido al valor de la prima; es decir, los generadores comprometen su disponibilidad y buen

manejo de las unidades a través del pago que el mercado debe garantizar.

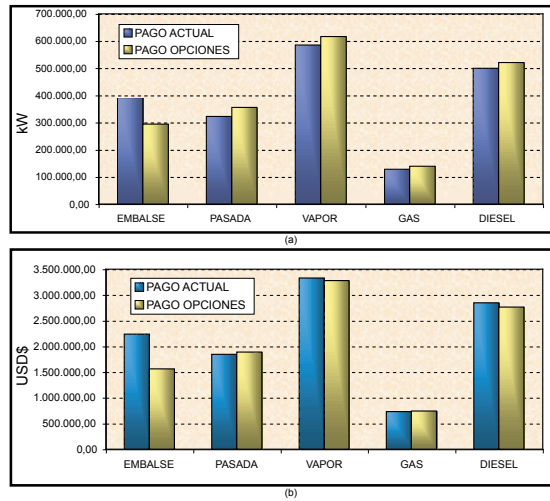


FIGURA 7: Ingresos por el Pago de Potencia de acuerdo a la tecnología de generación.

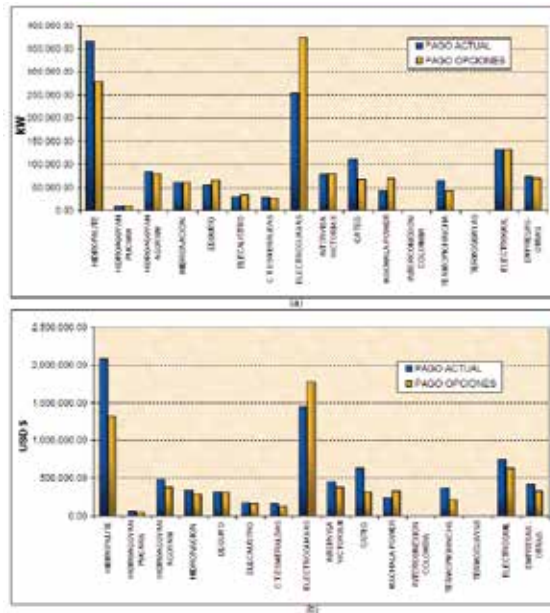


FIGURA 8: Ingresos por el Pago de Potencia por Empresa de Generación.

5. CONCLUSIONES

Dadas las características de un sistema hidrotérmico cuyos precios son extremadamente volátiles, se evidencia la necesidad de proporcionar instrumentos a los distintos participantes que les permitan cubrirse de los riesgos propios de este negocio, ya que si el mercado fuese ideal el mismo sería capaz de generar incentivos necesarios para el ingreso de nuevos generadores; más se ha observado en la realidad que se tiende a la subinversión; así, el pago de potencia constituye uno de los incentivos el cual debe ser claro y transparente para

todos los agentes del mercado.

El objetivo principal del pago de potencia es realizar el pago mediante el reconocimiento de la disponibilidad efectiva de cada generador al momento de abastecer la demanda del sistema.

El mercado de opciones libera al regulador de la responsabilidad de la determinación y distribución del pago de potencia; a cambio, deja al mercado a través de la competencia entre generadores colocar el valor y precio de la potencia, todo ello por medio de una subasta, con parámetros que son entendidos por todos los agentes del mercado y bajo reglas claras y transparentes.

Para la aplicación eficiente de este modelo de comercialización, se debe disponer de una institución administradora del mercado, que establezca los procedimientos para liquidación correcta de estos pagos y el requerimiento del registro de información apropiada, para la determinación y distribución del pago de potencia.

Las opciones aplicadas al pago de potencia en mercados eléctricos se constituyen en una herramienta efectiva, que permite al regulador transmitir señales claras de inversión con una intervención mínima de éste sin perder en el ejercicio su función primordial de controlar el mercado a fin de que los cobros y obligaciones adquiridas en la operación del mercado lleguen a los agentes que correspondan, tal como se observó en la transferencia de ingresos entre generadores hidráulicos de embalse y los generadores térmicos a un precio del producto (potencia), debido principalmente a que este tipo de generadores ofertan bloques de potencia más competitivos debido a que el resto de capacidad esta asociada al riesgo de las cuencas hidrológicas.

Mediante las simulaciones se pudo observar que los parámetros críticos que debe fijar el regulador o el ente encargado por éste para la implementación de la subasta son: la demanda, el precio de ejercicio de la opción, penalización y costo de la energía no suministrada, variables que afectan directamente la cantidad que el mercado requiere, los costos y los ingresos que reciben los oferentes de éste mercado.

La ventaja del mercado de potencia por medio de opciones permite variar el valor que se paga por la potencia de acuerdo a las condiciones del mercado en búsqueda de alcanzar el equilibrio entre la oferta

y la demanda a diferencia del método actual que a cualquier requerimiento del mercado el precio de la potencia es fijo. Así como también se llega a reconocer la importancia en el abastecimiento de la demanda del sistema de las unidades térmicas por lo que se asigna primeramente bloques de potencia más seguros y luego los bloques que sean menos seguros debido, por ejemplo, a las condiciones hidrológicas o situaciones externas.

6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Oscullo José, Pago de Potencia a través de opciones: Perspectivas de aplicación al mercado eléctrico del Ecuador Ecuador, Tesis Maestría UASB, 2008.
- [2] Silva, E “Formação de Preços em Mercados de Energia Eletrica”. 1 ed, Sagra Luzatto, 2001.
- [3] Oscullo José, Um Modelo de Pre-Despacho com Gerenciamento de Congestionamento no Sistema de Transmissão, Tesis de Maestria UNICAMP, 2002, pp 85-90.
- [4] Hull, J Options, Futures and other Derivatives, Prentice Hall, 1997.
- [5] Curso: Regulación del Sector Eléctrico, Universidad de Comillas, Madrid, 2005.
- [6] Expertos en Mercados –XM-, Información operativa y administrativa del mercado eléctrico colombiano <http://www.xm.com.org>
- [7] Corporación Centro Nacional de Control de Energía-CENACE-, información operativa y administrativa del mercado eléctrico ecuatoriano <http://www.cenace.org.ec>
- [8] Consejo Nacional de Electrificación – CONELEC- Información general y normativa del mercado eléctrico ecuatoriano <http://www.conelec.gov.ec>
- [9] Altamiras Carlos, “Pago por Capacidad vía Opciones Financieras”, Tesis de Maestría PUCCH, Chile, 2002.
- [10] ALCOGEN “Estudio Cargo por Capacidad en

Colombia”, Madrid, 2000.

7. CURRICULUM VITAE



Oscullo L. José.- Nació en Sangolquí, Ecuador, en 1971. Recibió su título de ingeniero eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 1996, Master en ingeniería eléctrica de la Universidad Estatal de Campinas, Sao Paulo en 2002 y Magister en

Dirección de Empresas de la Universidad Andina Simón Bolívar Sede Ecuador en 2008.

Actualmente se desempeña como ingeniero de Planeamiento del CENACE y director y co-director de tesis de pregrado y posgrado de la EPN. Su campo de investigación se encuentra relacionado a la aplicación de sistemas expertos y financieros en SEP; así como análisis técnico, económico y financiero de expansión de sistemas eléctricos.