

Asignación de Pagos por Capacidad en Sistemas Hidrotérmicos

Marcelo Tardio A.
IEEE – Senior Member
Superintendencia de Electricidad - Bolivia

Resumen

El presente artículo presenta los problemas relacionados a la asignación de los pagos por capacidad sistemas hidrotérmicos y presenta la experiencia en el mercado eléctrico boliviano. Analiza las formas de asignación a las centrales hidroeléctricas y unidades generadoras termoeléctricas y apunta a las deficiencias del sistema. Adicionalmente, presenta las experiencias derivadas de estas asignaciones y propone soluciones.

1. Introducción

El Sistema Interconectado Nacional de Bolivia (SIN) está conformado por los 6 principales departamentos de Bolivia quienes tienen una demanda de 745.81 MW a diciembre de 2005.

La generación, es una actividad del sector eléctrico de características competitivas. Sin embargo, la legislación boliviana, con la finalidad de limitar el poder de mercado de los generadores y hacer indirectamente un control sobre las posibles prácticas anticompetitivas, estableció una banda de declaraciones de precios de gas (formadores del precio de energía) cuyo límite inferior es el precio de transporte de gas natural por ductos (0.41 US\$/MPC) y cuyo techo o límite superior es el precio aprobado por el regulador de hidrocarburos para el gas natural (1.30 US\$/MPC).

Adicionalmente, la legislación boliviana optó por realizar el pago de capacidad a los generadores con la finalidad de atraer y mantener inversiones en el país en el largo plazo y dar una mayor seguridad en el flujo de caja mensual de las empresas de generación.

Hasta la fecha, han pasado ya casi 10 años desde el inicio de las actividades del mercado eléctrico de forma desverticalizada y han existido dificultades en lo concerniente a los pagos por capacidad.

El mercado eléctrico no es un mercado de competencia perfecta al igual que el mercado de muchos otros bienes o servicios. El mercado eléctrico, tiene algunas características particulares como ser:

- Baja elasticidad de la demanda
- Curva de oferta limitada en el lado derecho

Estas características inherentes al mercado eléctrico competitivo, sumadas a la falta de una expansión obligatoria de la generación en el mercado, pueden llevar a una falta de capacidad de generación suficiente en el largo plazo. Esta es una preocupación constante y permanente de los organismos reguladores de que las fuerzas libres del mercado operen de acuerdo de acuerdo a la teoría y proporcionen la cantidad y precios óptimos de generación.

Sin embargo, la realidad de los países latinoamericanos y de sus mercados de electricidad, no alcanza a tener los comportamientos teóricos esperados, debido a las propias características del

propio mercado eléctrico, al desarrollo tecnológico actual y además de acuerdo a la idiosincrasia social.

Es así que, a la fecha no contamos con tecnología que permita a los usuarios tener información perfecta del mercado, es decir, de los precios horarios que son transados en el mercado de electricidad, lo cual les permitiría, tener una reacción adecuada y crear una mayor elasticidad en la demanda.

Por otro lado, la curva de oferta de generación es limitada por el número físico de unidades de generación existentes en el parque generador, así en el caso de que la demanda supere a la oferta, el precio estará determinado por el costo de racionamiento o costo de falla del sistema. Este último, también no es un valor que es de fácil determinación, ya que debe representar a todos los sectores de la sociedad y representar sus valoraciones subjetivas de los perjuicios de no contar con electricidad, lo cual sin duda varía de acuerdo a las circunstancias particulares, desarrollo de la economía y la duración de la interrupción del suministro eléctrico.

Finalmente, la incorporación de nueva generación no responde a un planeamiento centralizado, estando la misma libre a las fuerzas del mercado y sus señales económicas, lo cual introduce incertidumbre para la garantía y confiabilidad del suministro del bien.

Debido a este motivo, muchos mercados liberalizados han adoptado medidas como ser la introducción de Pagos por Capacidad con la finalidad de mantener capacidad suficiente de generación en el largo plazo.

De forma general, los Pagos por Capacidad son considerados como “medidas transitorias” mientras el mercado eléctrico madure. Sin ir lejos, el mercado boliviano aún necesita tiempo de maduración antes de adoptar la opción de mercado de solamente energía con precios únicos de electricidad.

Estos pagos por capacidad tienen el objetivo de introducir condiciones de estabilidad y seguridad en el largo plazo y es recomendable que los mismos existan hasta que se presente una razonable elasticidad por parte de la demanda.

Entre los varios tipos de mecanismos de pagos por capacidad, entre los cuales se puede citar a: Pagos por Capacidad propiamente dichos, Reserva estratégica, Reserva Operacional, mercado de Capacidad, Contratos de Confiabilidad y Subscripciones de Capacidad [De Vries].

Debido a que no es interés del presente artículo discutir los diferentes tipos de mecanismos de pago por capacidad, nos avocaremos a ubicar y describir el pago por capacidad implementado en Bolivia y así como sus diversas ventajas y desventajas y los resultados en los últimos 10 años.

2. *Pagos por Capacidad en Bolivia*

El sistema de Pagos de Capacidad adoptado en Bolivia, pertenece el primero tipo de mecanismos enunciados en el inciso anterior, en el cual las variables de decisión, como son la fijación del precio de la potencia (denominado Precio Básico de la Potencia o PBP) y la cantidad de potencia a remunerar (denominada Potencia Firme o PF) son fijados de forma centralizada, es decir a través de la regulación.

Ambas variables no son libres a decisión del mercado, sino que son determinadas por el Operador y Administrador del Mercado Boliviano, el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), con base a la normativa legal vigente.

Por lo tanto, constituye una desventaja que estos pagos no tengan influencia de las fuerzas del mercado, o por lo menos una de las variables, ya sea precio o cantidad.

Periodicidad de las Declaraciones de Precios

Debido a la existencia de estos pagos de capacidad, existen dos mercados por los cuales compiten los agentes generadores: el mercado de energía y el mercado de potencia. La competencia en potencia es “**por el mercado**”, es decir, que solo aquellos generadores considerados necesarios para abastecer la máxima demanda de punta del sistema en el periodo seco anual, son los que forman parte del parque generador que abastecerá la demanda del mercado. Quién es “elegido” para ser parte integrante del mercado de potencia, participa automáticamente del mercado de energía, siendo por tanto la competencia en energía del tipo “**en el mercado**”. Este hecho lleva a los agentes generadores a afinar sus precios para ser competitivos en el mercado de potencia, aún a costa de perder ingresos en el mercado de energía.

Por otra parte, es importante conocer los periodos en los cuales los generadores compiten y declaran sus precios. Estos periodos son relativamente prolongados y son de seis meses, es decir, que cada semestre los generadores entran en competencia por el mercado y por tanto, la pugna puede ser más dura ya que no tendrán otra oportunidad de competir hasta otro periodo similar. Esto constituye un elevado riesgo a los agentes, ya que si no son seleccionados como parte del parque generador para el despacho previsto los próximos 6 meses, tendrán un flujo de caja negativo. Caso contrario, cuando los agentes ejerzan su poder de mercado, los usuarios podrían soportar precios elevados también por seis meses.

Límites de Precios Admitidos

La regulación estableció límites para los precios en el mercado de energía: un límite superior y uno inferior. Teóricamente, el límite superior para el precio de energía, es el Valor del Costo de Falla. Sin embargo, con la finalidad de evitar que los precios de energía lleguen a estos valores elevados e indeseados (“Price Spikes”) se realiza el pago por capacidad, lo cual permite bajar el límite superior (techo) en el mercado y determinar un óptimo que permite a los generadores obtener ingresos equivalentes a un mercado de solamente energía. Sin embargo, este valor límite no fue determinado de forma específica y el techo del mercado lo constituye el precio de la unidad más cara, cuyo valor está cerca de 43 \$us/MWh. Teóricamente los ingresos que percibiría esta unidad de punta junto al pago por capacidad, deberían ser equivalentes a los ingresos percibidos por esta unidad en un mercado de solamente energía. Sin embargo, se debe notar que este valor no permite ninguna recuperación adicional ni da señales de escasez a la demanda, lo cual agrava aún más la falla que existe en los mercados eléctricos relacionados a su poca elasticidad.

Por otro lado, se agrava aún más la situación debido a la existencia de un Fondo de Estabilización, el cual tiene por finalidad amortiguar las variaciones de precios en el Mercado Eléctrico Mayorista, para que estas variaciones de precios producto de la declaración semestral de precios de los generadores, no incidan en la tarifa final de los usuarios con variaciones superiores al $\pm 3\%$. Es decir, se quiere explícitamente que la demanda permanezca inelástica y se realizan esfuerzos para que la misma sea prácticamente una línea vertical.

El límite inferior de los precios está determinado por el precio del transporte del gas natural por ductos y fue fijado con la finalidad de evitar prácticas anticompetitivas en el mercado durante la época de sobreoferta de capacidad de generación.

Composición del Parque Generador

El sistema boliviano presenta una característica hidrotérmica equilibrada, es decir tiene una capacidad instalada tanto térmica como hidráulica del 50% aproximadamente.

	Al inicio Enero 1996		a Diciembre 2005	
Tipo de Generación	Capacidad Efectiva MW	Capacidad Efectiva %	Capacidad Efectiva MW	Capacidad Efectiva %
Hidroeléctrica	260.0	47%	438.6	43%
Termoeléctrica	294.8	53%	589.4	57%

Debido a que el Operador y Administrador del sistema debe determinar el precio y la cantidad de capacidad, esta complementariedad ha traído varios problemas, los cuales expondremos a continuación.

3. Asignación de Cantidad en el Pago por Capacidad

Debido a la complementariedad del sistema hidrotérmico y el diseño regulatorio del mismo, la declaración semestral de precios es coincidente con la con la época seca y con el periodo de lluvias, dos veces al año.

Así, la asignación de la cantidad de capacidad a cada generador, es dividida según esta sea hidroeléctrica o termoeléctrica. Esta asignación es realizada en base a la **disponibilidad** de las unidades generadoras. Para realizar tal asignación, el sistema asume una condición pesimista, en el sentido de que imagina la peor situación que pueda ocurrir en el sistema y para la cual dimensiona el parque de generación, es decir:

- La demanda máxima del sistema ocurre en el periodo seco.
- El periodo seco corresponde a un año seco con relación a los históricos de afluentes de caudales existentes.
- El día e instante en que ocurre la máxima demanda, las temperaturas en los sitios donde están instaladas las centrales térmicas, serán máximas.
- Se prevé la falla de una unidad generadora térmica en el instante de máxima demanda con las tasas de indisponibilidad forzada registradas.

Sin embargo, el modelo no prevé mantenimientos de las centrales hidroeléctricas e la época seca, es decir el periodo de máxima demanda. Otro supuesto del modelo es que si el sistema está preparado para abastecer la demanda máxima del sistema, sin duda abastecerá demandas menores a la prevista y en condiciones mucho menos exigentes, tanto en el resto de las horas del día, como los demás días del año.

Con base en estos supuestos, el modelo realiza la asignación de forma separada: para las centrales hidroeléctricas y para las unidades generadoras termoeléctricas.

3.1 Asignación de Capacidad a Centrales Hidroeléctricas

Para el caso de la asignación de la generación hidroeléctrica, se consideran centrales hidroeléctricas en conjunto y 16 series históricas de caudales, siendo éstas las últimas y las más representativas debido a la precisión de los datos. La asignación considera que las centrales hidroeléctricas generarán una cantidad de energía con los afluentes históricos, que tenga una probabilidad de

ocurrencia que varía entre el 90% y el 98%, es decir, se considera que las centrales hidroeléctricas **en conjunto** tendrán, - por ejemplo – una probabilidad de 98% (valor típico) de generar un cierto valor de energía o más.

La distribución de la generación de energía con una cierta afluencia histórica de caudales para todas las centrales hidroeléctricas, se presenta en la figura siguiente:

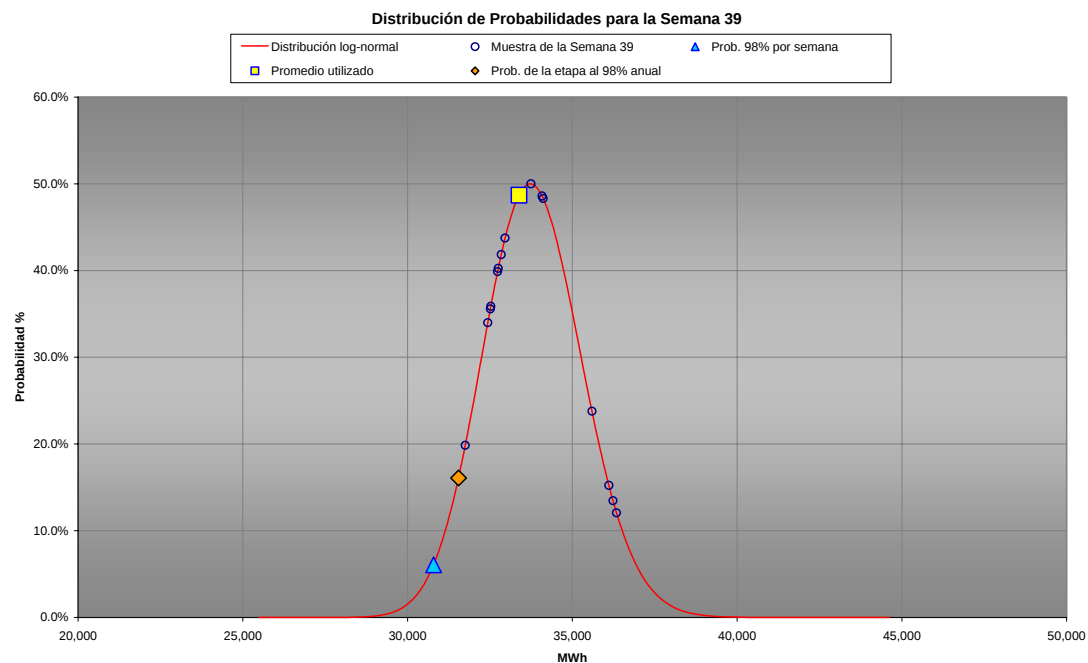


Gráfico 1 – Curva de Distribución de Probabilidades de una Semana

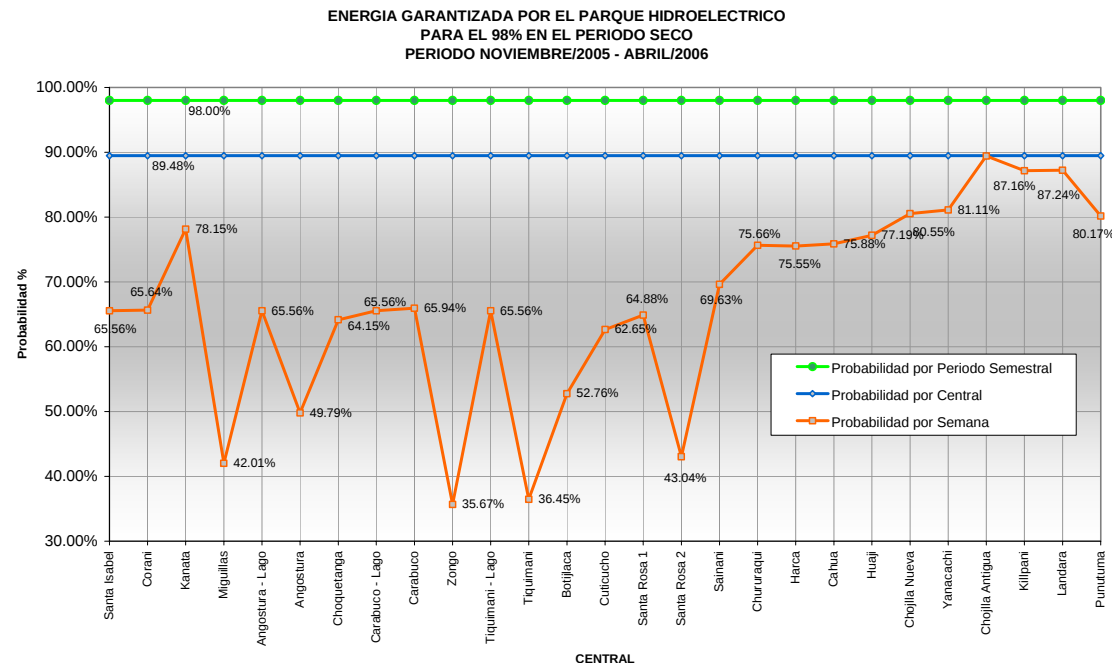


Gráfico 2 – Energía Garantizada por el Parque Hidroeléctrico en Periodo Seco

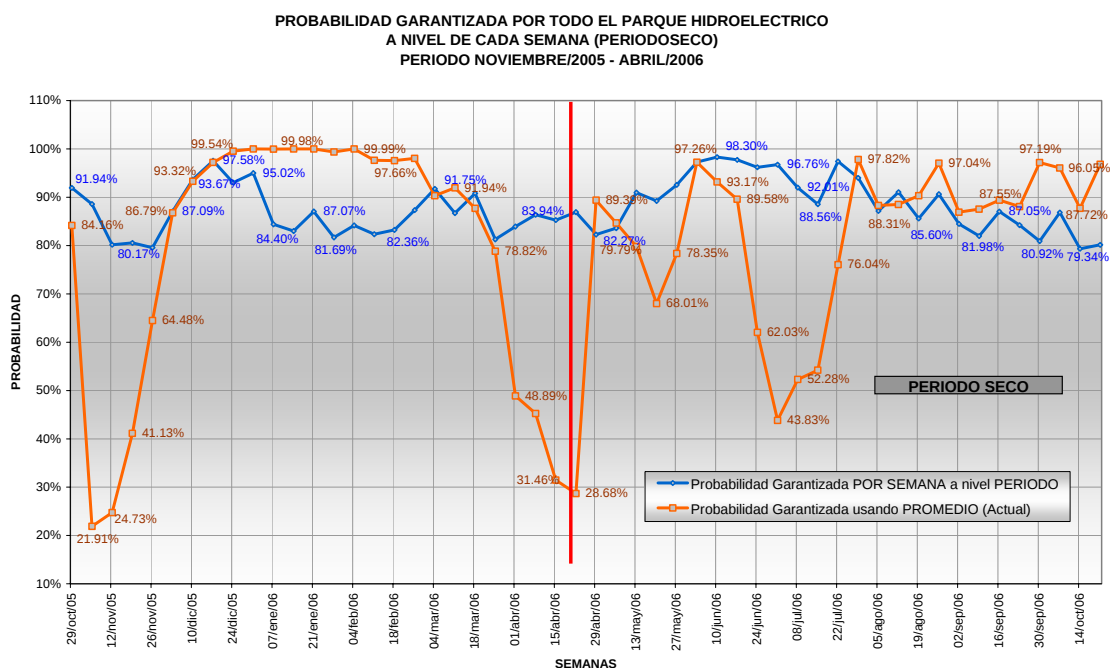


Gráfico 3 – Probabilidad Garantizada por el Parque Hidroeléctrico en Periodo Seco

y la probabilidad de que estas centrales entreguen una generación mayor o igual a un cierto valor que representa – por ejemplo – el 98% de probabilidad, está dada por el área de dicha curva hasta dicho valor de probabilidad.

Sin embargo, esta asignación al conjunto de centrales hidroeléctricas para garantizar el suministro en condición de año seco, en el periodo seco del año y para abastecer la máxima demanda, presentan los siguientes inconvenientes:

- El conjunto de centrales hidroeléctricas, en la condición de año seco y considerando el periodo anual, tiene una probabilidad de entregar una cierta cantidad igual o mayor de energía (E_{PS}) a la probabilidad del 98% por ejemplo.

Si dividimos la cantidad de energía a abastecer en el periodo seco E_{PS} por cada una de las i centrales hidroeléctricas E_{CENi} considerando una misma probabilidad para cada una de las centrales, tenemos que cada central tiene una probabilidad de abastecer su cuota de energía E_{CENi} en el periodo anual, con un valor de 89%, valor mucho menor que el conjunto. Esto significa que unas centrales apoyan a las otras y que el agua de una cuenca puede ser aprovechada por el sistema de forma inmediata.

Esto solo ocurre en un sistema uninodal, en el cual no existen restricciones y considerando que todas las centrales tienen capacidad de embalse. Debido a esto se puede considerar a un embalse como un agente energético que guarda agua en un periodo para utilizarlo en otro, los embalses si pueden disponer de esta característica de trasladar la energía de un periodo a otro. Sin embargo, esto no ocurre con las centrales de pasada, las cuales son prácticamente la mayoría en el sistema boliviano.

Estas centrales de pasada, no tienen la capacidad de guardar el agua en un periodo para utilizarlo en otro y por tanto introducen distorsiones significativas en el sistema de asignación.

- El caso tiende a empeorar cuando consideramos la división de cantidad de energía a abastecer por cada central E_{CENi} en forma semanal E_{SEMij} , con igual probabilidad de ocurrencia del valor de generación para cada semana j (ver gráfico 2)

En este caso se observa que existen centrales hidroeléctricas de pasada, que tienen probabilidad de generar su cuota semanal asignada E_{SEMij} con valores del orden del 30% y debido a la incapacidad de trasladar el agua de un periodo a otro por la falta de embalse, introducen serias distorsiones en el sistema de asignación.

Estas distorsiones llegaron al punto de que el sistema fue capaz de abastecer la demanda máxima en la punta, pero no así demandas inferiores en otras horas del día, donde existieron racionamientos. Las centrales no tenían el agua suficiente como para garantizar su disponibilidad y por tanto el abastecimiento de la demanda en los bloques de demanda medio y bajo.

Este es un claro indicio de que el sistema de asignaciones tiene serias inconsistencias. Más aún cuando estas centrales son remuneradas por una cierta capacidad que no son capaces de brindar, mas que por unas cuantas horas (3) durante la punta del sistema.

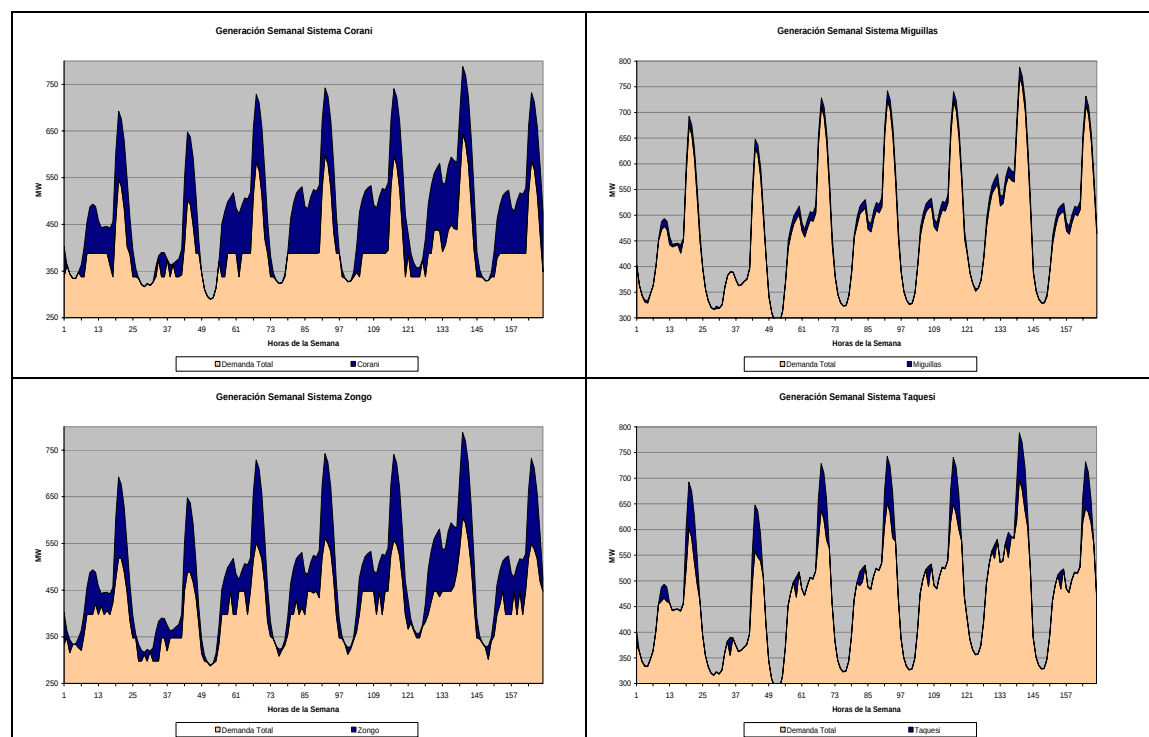


Gráfico 4 – Energía Semanal Despachada a Centrales Hidroeléctricas

Los gráficos presentan simulaciones del comportamiento de cada central actuando de manera aislada en el sistema, siendo el complemento generado por centrales térmicas. Los dos primeros gráficos presentan los aportes de energía en MWh (color azul – curva superior) realizados por las centrales que tienen capacidad de embalse en una semana representativa del periodo seco, mientras que los dos últimos gráficos, presentan los aportes de energía realizados por centrales de pasada.

A pesar de que los aportes por energía son significativamente menores en las centrales de pasada y concentrados en la punta del sistema, las mismas reciben una remuneración por toda su capacidad. Las señales para la construcción de centrales con embalse y centrales de pasada no son discriminadas, siendo que ambas tienen considerables diferencias en cuanto a inversión se requiere.

El hecho de disponer de agua en el periodo seco solo en horas de punta y ausencia de energía hidroeléctrica en los bloques de demanda medio y bajo, llevó a dos blackouts en el sistema boliviano el 18 de julio y 26 de noviembre de 2003. La falta de generación hidroeléctrica en el área norte (predominancia completamente hidroeléctrica de pasada), llevó a generar valores de 90 MW cuando el conjunto de centrales tenía asignaciones remuneradas del orden de 240 MW y sin que esto incidiese en la remuneración de dichas centrales por cuestiones legales.

Para suplir tales deficiencias, el regulador introdujo unidades térmicas adicionales para aliviar las líneas de interconexión entre regiones, introducir seguridad en las áreas del sistema y para realizar el normal abastecimiento de la demanda. Esto incidió doblemente, es decir las nuevas unidades tuvieron que ser remuneradas para cubrir el déficit y por tanto, se pagaba casi “doblemente” por el mismo servicio y además al reemplazar una hidroeléctricas con una térmica, los costos del mercado de energía tenían valores considerablemente mayores.

- Los cálculos de asignación de capacidad de las centrales hidroeléctricas, son realizados con la energía promedio semestral, siendo este valor correspondiente a probabilidades muy inferiores de garantizar la real disponibilidad de las centrales hidroeléctricas.

3.2 Asignación de Capacidad en Unidades Termoeléctricas

En lo referente a la asignación de la parte térmica, ésta asignación es realizada por unidad generadora a diferencia de la asignación de las centrales hidroeléctricas.

Hasta la fecha no ha ocurrido mayores inconvenientes en la asignación termoeléctrica hasta los problemas que se han presentado desde el año 2004.

La asignación de las unidades termoeléctricas está realizada en base a su Tasa de Indisponibilidades Forzadas (TIF), a la disponibilidad permanente del gas natural y la potencia que pueden garantizar bajo las condiciones de temperatura máxima probable. Aquí también, la asignación tiene características algo pesimistas, ya que supone que en el instante de máxima demanda (bajo las condiciones descritas anteriormente en la asignación de centrales hidroeléctricas), la temperatura máxima probable ocurrirá simultáneamente en todos los sitios donde estén instaladas las unidades termoeléctricas.

De esta forma, y considerando una probabilidad de abastecer la máxima demanda en un 98% - por ejemplo -, serán asignadas las cantidades de potencia que este conjunto de unidades pueda garantizar.

Los inconvenientes surgen cuando las unidades termoeléctricas no cuentan con disponibilidad plena de combustibles. Por irónico que parezca, desde 2004 se han estado racionando los consumos de gas, debido en primer lugar a la falta de capacidad de transporte de los ductos de gas natural y actualmente, a pesar de tener pequeñas inversiones en compresores para aumentar la capacidad de los ductos, aún esto es bastante insuficiente y la situación empeora con la falta de capacidad en plantas de tratamiento de gas natural ubicadas en los pozos y falta de extracción de gas natural para el mercado interno. Un país con las segundas reservas más grandes de gas en Sudamérica no cuenta con gas para su propio consumo.

Este aspecto no fue tomado en cuenta en la regulación y a la fecha están procediendo con recursos legales, ya que los usuarios, pagaron por Potencias Firmes asignadas que no pueden brindar los generadores por falta de combustible.

Este hecho ha llevado a que los precios en el mercado eléctrico suban y los agentes generadores sean remunerados por un servicio que no prestan.

4. *Propuestas de Cambio sobre la Asignación de Capacidad*

Una vez identificados los problemas, es importante plantear una solución que permita, dentro la normativa regulatoria vigente, minimizar los problemas antes apuntados o mejor aún, eliminarlos.

Las propuestas tienen como limitantes la Ley de Electricidad y sus Reglamentos, los cuales no pueden cambiarse repentinamente ya que derivan de políticas energéticas del estado. Por lo tanto, la propuesta estará necesariamente enmarcada dentro de los ámbitos legales permisibles en la reglamentación boliviana.

El detalle de la asignación de capacidad de generación a las centrales hidroeléctricas, tiene como marco legal el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico y derivado del mismo, la Norma Operativa N° 2 denominada “Cálculo de Potencia Firme”, siendo esta última una norma de detalle que puede cambiarse con solo la aprobación del ente regulador.

Centrales Hidroeléctricas

Propuesta - 1

Para el caso de la asignación de capacidad a centrales hidroeléctricas, se propone considerar lo siguiente:

- Mantener el tratamiento de las centrales con capacidad de embalse, ya que al ser agentes energéticos, pueden “trasladar” la energía de un periodo a otro.
- Para el caso de centrales de pasada, se propone considerar el mínimo caudal registrado en cada una de las semanas del periodo seco.

Es importante garantizar el suministro en cada semana con una probabilidad del 98% y no en general a nivel anual o solamente del periodo seco. La garantía a nivel anual no garantiza de forma puntual la garantía en una determinada semana, siendo que el suministro de electricidad es primordial y considerando principalmente que existe mucha capacidad de generación en plantas hidroeléctricas de pasada, se propone se considere la garantía del suministro con una probabilidad – por ejemplo – del 98% en cada una de las semanas del periodo seco (curva verde).

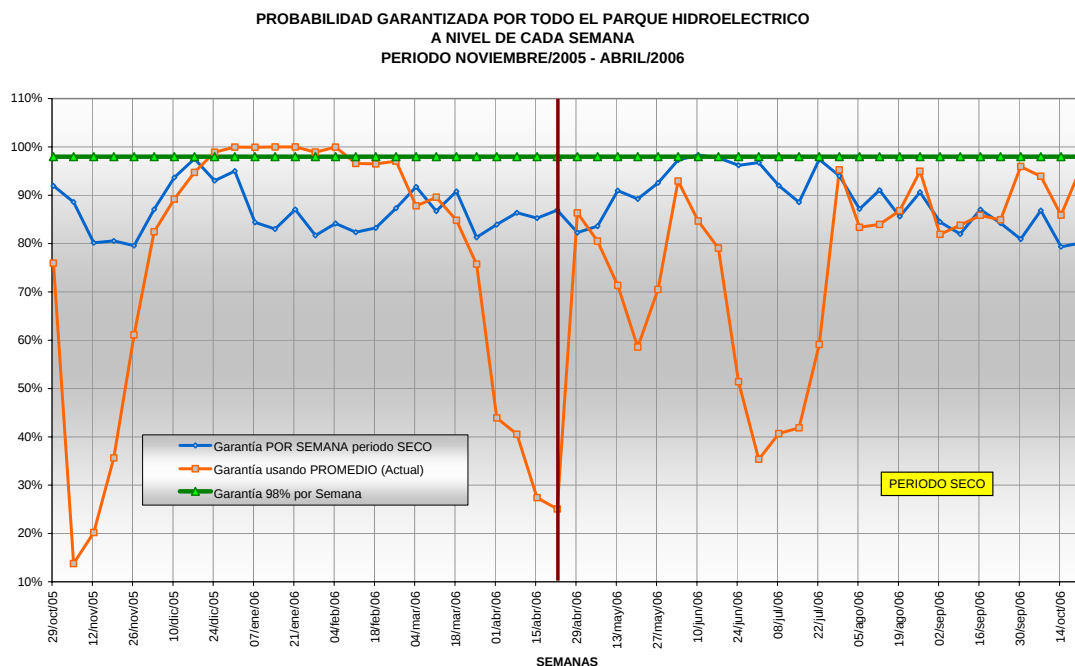
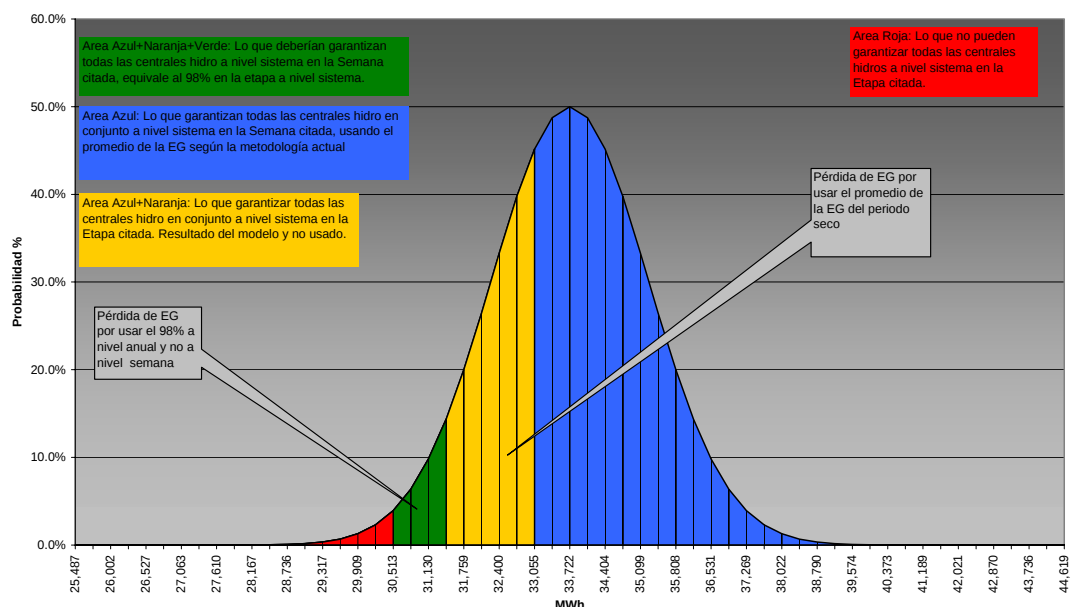


Gráfico 5 – Probabilidad Garantizada por el Parque Hidroeléctrico en Periodo Seco-Propuesta 1

Esto sin duda mejora la probabilidad de abastecimiento de la demanda frente a la situación actual (curva naranja) y asignará menores capacidades a ser remuneradas a las centrales hidroeléctricas de pasada, en comparación a las asignaciones actuales. Esto, abrirá “espacio” para remunerar a unidades termoeléctricas con plena disponibilidad de combustible con la porción de remuneración que actualmente captan las centrales de pasada las cuales no logran entregar la capacidad asignada, remunerada y requerida.

Distribución de Probabilidades para la Semana 39



Con esto, el sistema gana a nivel semanal, una mayor garantía de potencia, representada por el área verde en este ejemplo, la cual actualmente no es considerada.

Propuesta - 2

Una otra propuesta sería considerar que cada una de las centrales hidroeléctricas, garantice de forma individual el 98% de su producción de forma global durante el periodo seco.

Sin embargo, esta variante tiene los siguientes inconvenientes:

- No obtiene provecho de la complementariedad hidrológica que pueden tener las cuencas a nivel de sistema, es decir de la ayuda que las centrales se pueden brindar unas a las otras para llegar a garantizar el suministro.
- El considerar la garantía de las centrales de forma independiente, presenta el mismo problema para las centrales de pasada. Es decir, las mismas al no disponer de embalses, no tienen la capacidad de trasladar energía de una semana a otra, y los valores a garantizar resultarán de una especie de “promedio” de todo el periodo seco, estando unas semanas con garantías superiores y otras con garantías inferiores a las necesarias por el sistema.

Debido a estos motivos, esta propuesta – si bien analizada – no tiene la consistencia de la primera presentada anteriormente.

Propuesta - 3

Otra propuesta consiste en considerar la generación total a nivel de sistema, de todas las semanas del periodo seco y cada una de las series hidrológicas para cada semana del periodo seco. Es decir, formar una serie estadística de datos de generación de las 26 semanas y de las 16 series hidrológicas disponibles, lo cual formaría una serie de datos de 416 valores.

De esta serie única de datos de todas las semanas, se obtiene un valor representativo de todas las semanas del periodo seco, el cual proporciona una garantía del 98%

El resultado de este procesamiento es una energía garantizada al 98% de 24,977 MWh para la semana representativa del periodo seco y una energía garantizada semestral para el periodo seco de 649,397 MWh.

Lo cual da un valor de energía garantizada menor en 200,313 MWh para el conjunto de centrales hidroeléctricas y consecuentemente, mayores probabilidades de alcanzar dichos valores, tanto a nivel de central como de semana y sistema.

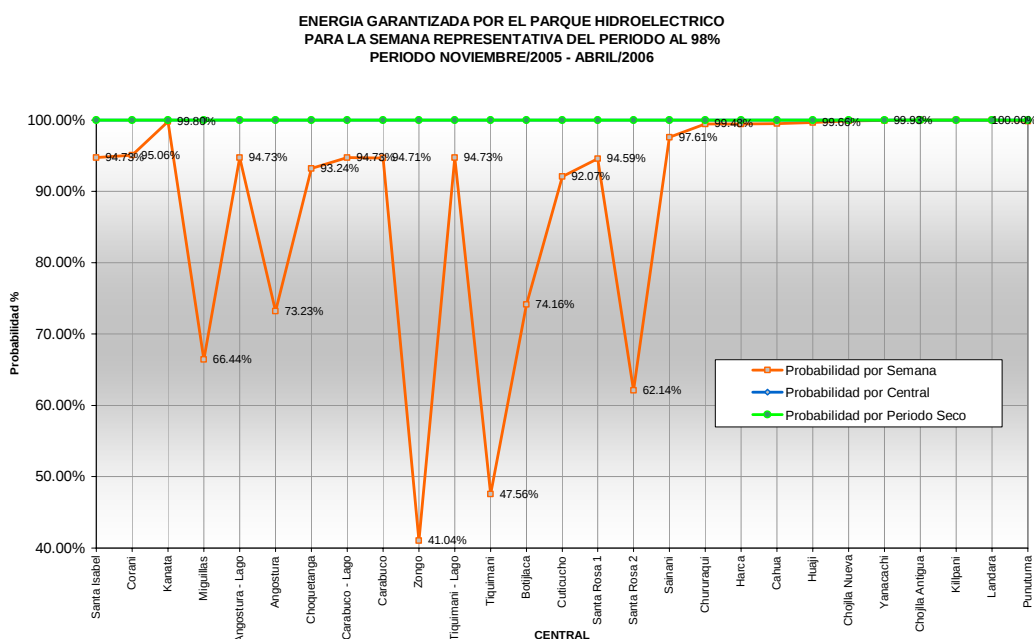


Gráfico 6 – Probabilidad Garantizada por el Parque Hidroeléctrico para la semana representativa del Periodo Seco - Propuesta 3

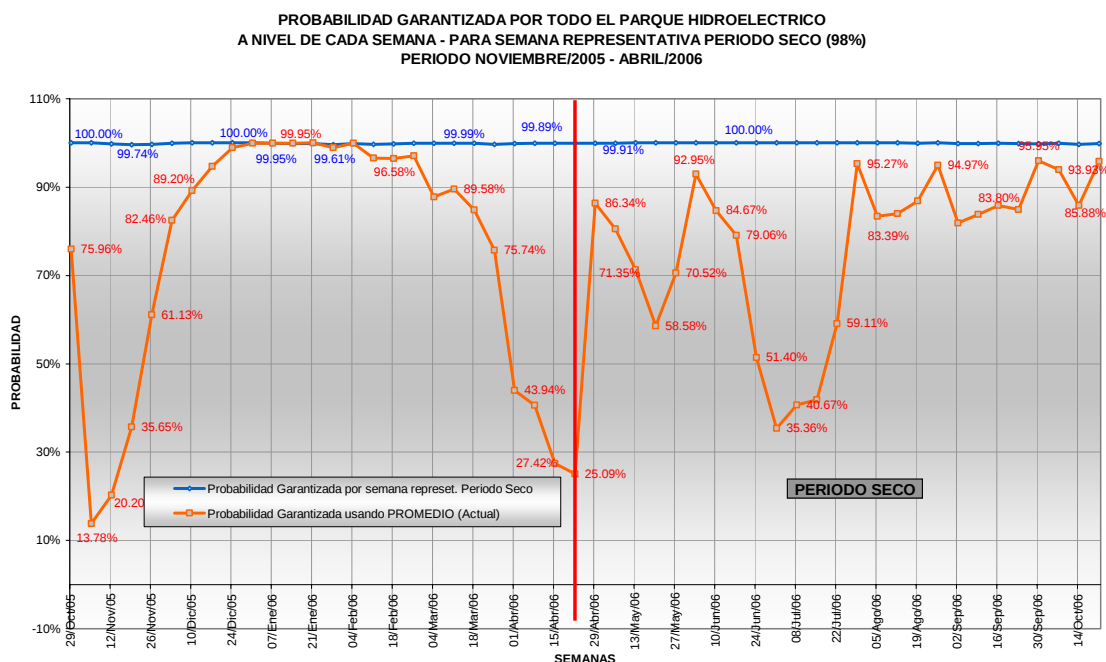


Gráfico 7 – Probabilidad de Garantía de Energía por el Parque Hidroeléctrico en cada semana del Periodo Seco - Propuesta 3

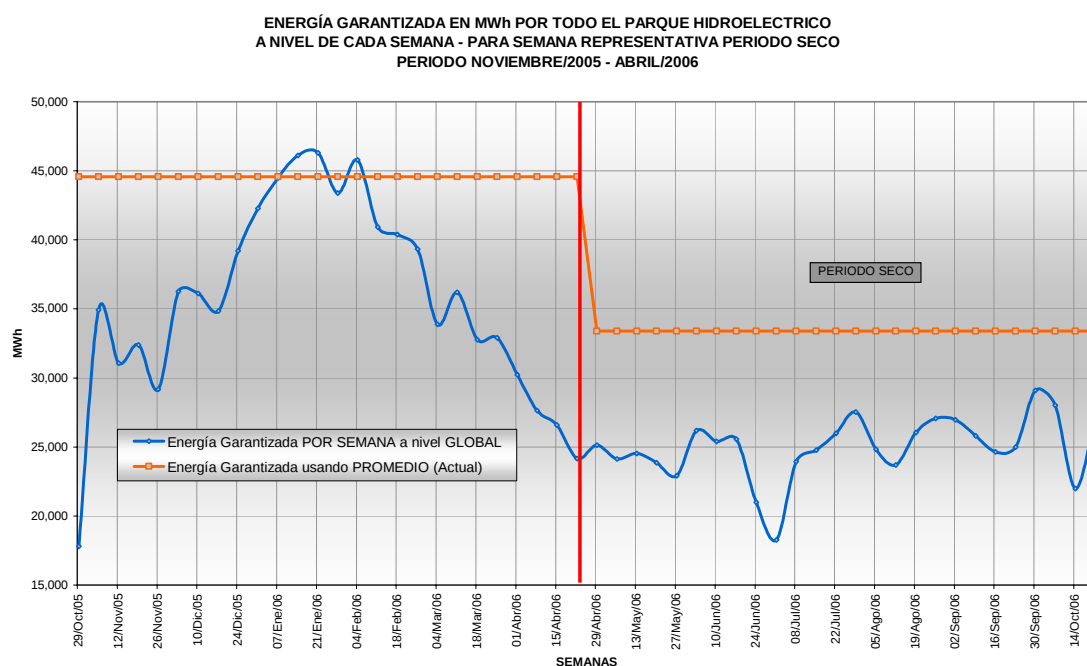


Gráfico 8 – Energía Garantizada por el Parque Hidroeléctrico en cada semana con Base Periodo Seco por Central y por Semana - Propuesta 3

El último gráfico presenta la comparación entre la energía garantizada adoptada por la actual reglamentación y la energía resultante de esta propuesta. La diferencia es apreciable, lo cual indica que la garantía exigida actualmente está muy por debajo del nivel requerido por el sistema, al igual que en las demás propuestas.

Comparación

La comparación entre las metodologías se presenta a continuación:

- Valores de Energía Garantizada por semana, resultantes del cálculo probabilística actual y no utilizado (línea azul).
- Valores de Energía Garantizada promedio del periodo seco para cada semana. Son los valores adoptados actualmente (línea naranja).
- Valores de Energía Garantizada por cada central para el periodo seco en su totalidad (línea verde). Corresponde a la propuesta 2.
- Valores de Energía Garantizada para cada semana del periodo seco corresponde a la propuesta 1 (línea naranja).
- Valores de Energía Garantizada para la semana representativa del periodo seco corresponde a la propuesta 3 (línea lila).

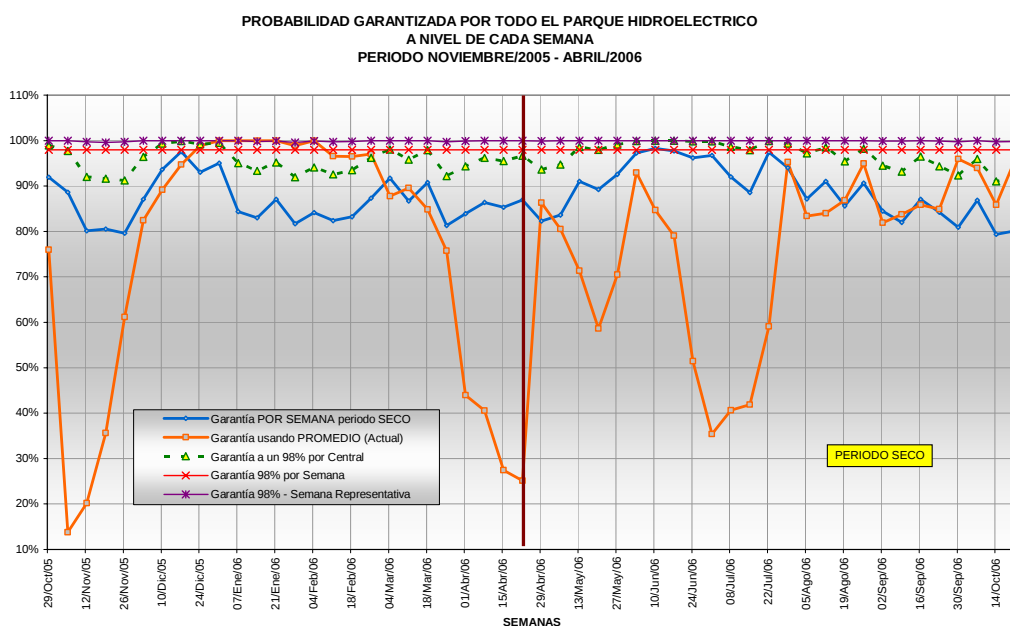


Gráfico 9 – Comparación de Probabilidades de las Propuestas y los Valores Actuales

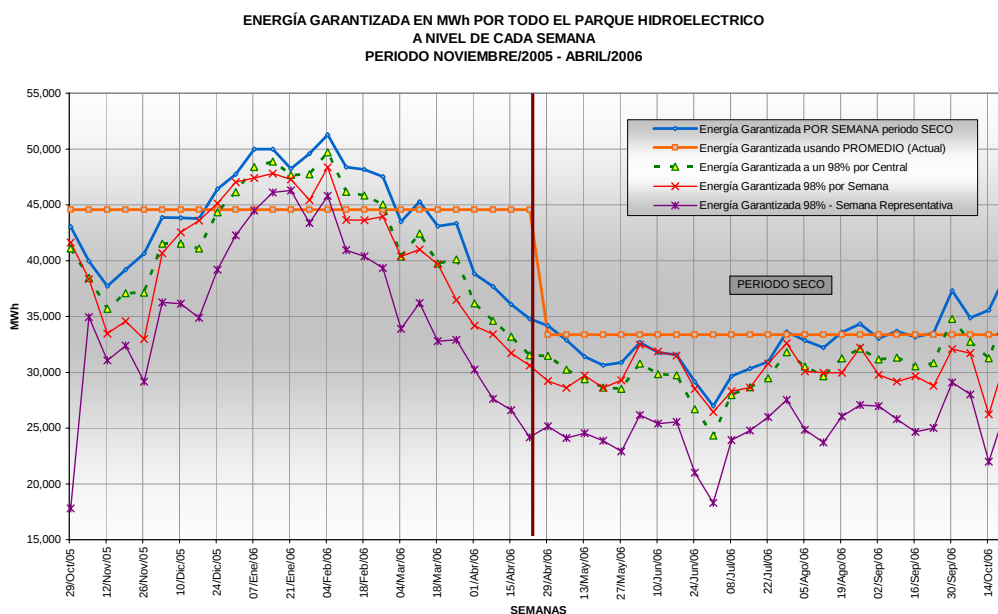


Gráfico 10 – Comparación de Energía Garantizada de las Propuestas y los Valores Actuales

Centrales Termoeléctricas

Para resolver la asignación en lo referente a la falta, corte o racionamiento de combustibles para las unidades termoeléctricas, se propone que las cuotas de gas natural asignadas a cada central termoeléctrica (resultado de la escasez), se conviertan en una generación equivalente las 24 horas en MW. Esta capacidad puede corresponder a 1 o varias unidades en la central, siendo que solo estas unidades son las que participarían en el proceso posterior de asignación.

Investigación Futura

Como se analizó anteriormente, las asignaciones de capacidad son realizadas con base a la disponibilidad de la generación en el sistema. El hecho de asignar capacidad basado solo en la disponibilidad, tienen la desventaja de considerar solamente el lado de la oferta y la demanda solo en la punta. Pues, a veces no es útil tener a todas las centrales disponibles si es que el sistema como un todo no va a poder ser beneficiado de esta disponibilidad y de su complementariedad.

Adicionalmente, el sistema solo considera la demanda de punta como supuesto primordial, y en el caso que sea cubierta en condiciones extremas, implica que demandas menores en el resto del día y del año –aún considerando un periodo seco - serán atendidas. El origen de este supuesto es cubrir los costos de una unidad marginal de punta, generalmente térmica y con plena disponibilidad de combustible. Este es el resultado de un análisis teórico de diferentes tecnologías que consideran los supuestos de centrales hidroeléctricas con embalse y que pueden trasladar energía de un periodo a otro y centrales térmicas con plena disponibilidad de combustibles.

Sin embargo, como se demostró y por la experiencia práctica, demandas menores no pudieron ser cubiertas debido a la poca disponibilidad de combustibles en general (agua, gas natural) lo cual llevó al sistema a sufrir crisis y racionamientos puntuales.

Por lo tanto, es necesario repensar el sistema boliviano de asignación de capacidad y realizar reformas en la forma de asignación de capacidad a nivel reglamentario, lo cual implica cambios más profundos.

5. Conclusiones

Los pagos por capacidad en el sistema eléctrico en Bolivia son realizados en base a la regulación (no a las fuerzas del mercado) y son fijados ambos valores: tanto el precio como la cantidad. Se han presentado varios problemas relacionados a la asignación de esta capacidad, tanto en la parte de las centrales hidroeléctricas como de las unidades termoeléctricas, lo cual ha llevado a serios problemas de falta de energía en el sistema e incluso como una consecuencia indirecta a dos blackouts del sistema.

Los problemas derivados de la asignación se resumen en:

- No considera la garantía de suministro fuera de las horas de punta del sistema, es decir en los bloques de demanda medio y bajo.
- La garantía de suministro es realizada a nivel sistema en forma anual, y no específicamente instante a instante, que es como opera un sistema de potencia.
- No existe un tratamiento diferenciado de las centrales hidroeléctricas con embalse y centrales de pasada, siendo los incentivos y señales económicas, los mismos para ambos.

- No se consideró la falta o racionamiento de combustibles en las unidades generadoras termoeléctricas.
- Derivado de esto, existen pagos a los generadores por servicios que no pueden entregar y lleva a que no se considere otra generación disponible.

Con la finalidad de paliar estos efectos y con la restricción de estar enmarcados dentro de las normas legales vigentes en Bolivia, se realizaron tres propuestas con la finalidad de mejorar las asignaciones de capacidad a las unidades generadoras en general, lo que permitirá:

- Considerar la deficiencia de combustibles para las unidades termoeléctricas.
- Garantizar una confiabilidad del suministro en cada semana del periodo seco anual del conjunto de centrales hidroeléctricas.
- Contar con mayor parque de generación para cubrir los déficits en los bloques de demanda medio y bajo.
- Remunerar adecuadamente a los generadores por el servicio efectivamente brindado.

6. *Referencias*

- [De Vries] “The Instability of Competitive energy-only Electricity Markets”, Laurens J. De Vries, Delft University of Technology, Research Symposium European Electricity Markets, The Hague- September 2003.
- [De-Vries2] “Securing the Public Interest in Electricity Generation Markets – The Myth of Invisible Hand and the Copper Plate”, Laurens J. De Vries, Delft University of Technology, 2004
- [Stoft] “Power System Economics – Designing Markets for Electricity”, Steven Stoft, IEEE – Ed. 2003
- [Oren] “Capacity Payments and Supply Adequacy in Competitive Electricity Markets”, Shmuel S. Oren, VII Simposio de Especialistas em Planejamento da Operacao e Expansao Elétrica. – 2000, Brasil.
- [Vazquez] “A market to long-term security of Supply”, Carlos Vázquez – Michel Rivier – Ignacio Pérez-Arriaga, IIT Working Paper IIT-00-0078-A. First version, September 2001.