

GENERACIÓN DE HIDROELECTRICIDAD EN BOLIVIA

Enrique Gómez*

El sistema hidroeléctrico boliviano tiene una estructura vertical, con empresas que generan, empresas que transportan y empresas que distribuyen la energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. Estas empresas están reguladas por la Autoridad Eléctrica, antes Superintendencia de Electricidad, bajo el esquema de monopolio natural en el caso de transmisión y distribución y bajo reglas de competencia perfecta en el sector de generación.

La teoría económica dice que en competencia perfecta las empresas cubren todos sus costos y no perciben ninguna utilidad extraordinaria. En el mercado de energía eléctrica se puede tener condiciones de equilibrio de demanda y oferta y un precio de equilibrio puede haber un incremento en la demanda que eleve el precio y las empresas logran retornos más fuertes sobre el capital invertido, lo cual permite atraer nuevas inversiones, a su

* *Ingeniero Eléctrico de la Universidad Santa María, de Chile. Ha trabajado desde 1976 vinculado al sector eléctrico. Es docente universitario de la Universidad Mayor de San Simón. Ha sido consultor para varios organismos internacionales.*

vez, esto aumenta la oferta y entonces el precio retorna a equilibrio. Puede ocurrir también que la oferta sea excesiva, por lo cual el precio baja, cuando el precio baja las firmas no reciben utilidades, los retornos al capital invertido son bajos, se desincentivan nuevas inversiones y el precio retorna al equilibrio.

En Bolivia, el Sistema Interconectado tiene este grupo de empresas que generan termoelectricidad con un total de 686 megavatios de capacidad efectiva y cinco empresas con 478 megavatios de capacidad. Para los próximos años está prevista la instalación de cuatro turbinas a gas natural en el Chapare, Cochabamba, a cargo de la Empresa Nacional de Electricidad. La empresa Guaracachi, en Santa Cruz, ha comprometido otra termoeléctrica y para el 2013 se prevé la construcción y entrada en operación del proyecto Misicuni en Cochabamba, en una primera fase.

Pero también existe un Plan de Expansión del Sistema Eléctrico nacional que prevé todas estas adiciones de potencia. Se pueden ver unas termoeléctricas en Tarija, una planta de biomasa en Santa Cruz, la geotérmica de Laguna Colorada con 100 megavatios, la Fase 2 de Misicuni con 40 megavatios y San José, que es una central hidroeléctrica de cascada, después están Corani y Santa Isabel, con 69 megavatios. Están también las tres hidroeléctricas en el río Unduavi, en La Paz, y el proyecto hidroeléctrico de Rositas, en Santa Cruz. Alrededor de estas instalaciones hay un monto de inversión de 2.300 millones de dólares en 10 años. Si a esto se le añade las inversiones previstas en Misicuni y Entre Ríos, la inversión total es de 2.500 millones de dólares, es decir, unos 250 millones de dólares por año en proyectos de generación de electricidad, que

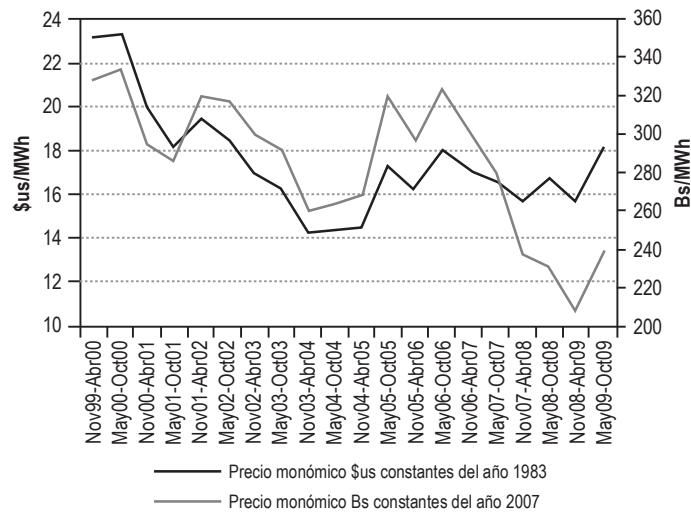
no incluye los sistemas de transmisión asociados ni tampoco inversiones en gasoductos. Se trata de una inversión relativamente importante.

Debo recordar que el mercado eléctrico es especial. En cada instante se debe tener una oferta que satisfaga la demanda. La demanda y la oferta fluctúan constantemente. Para operar en condiciones de seguridad se requiere de reservas de por lo menos 10 por ciento para cubrir eventuales fallas. He estudiado los datos del SIN para los últimos diez años y muestran que los niveles de reserva han sido suficientes, incluso por encima del 25 por ciento en ciertos años, pero hay una tendencia descendente. En el último año, en 2009, se baja a niveles inferiores al 10 por ciento, lo cual está indicando la necesidad de inversiones adicionales. Si el mecanismo de mercado opera correctamente, las tarifas percibidas por las generadoras debieron elevarse en la medida que las reservas se hacían menores y, por lo tanto, sus ganancias, reflejadas en mayores rentabilidades que incentiven nuevas inversiones, debieron crecer a medida que las reservas disminuían.

En el mercado eléctrico se distingue entre la energía y la potencia que se entrega. Para simplificar el análisis voy a hablar solamente del precio que llamamos “monómico”, que resulta de dividir el valor monetario entre los megavatios entregados. el estudio se ha realizado sobre los precios monómicos en diez años, expresados en bolivianos y dólares reales (Gráfico 1). En negro están los precios en dólares y en gris los precios en bolivianos. Extrañamente, en vez de tener una tendencia ascendente de los precios, hay una tendencia a precios más o menos constantes, expresados en dólares, y descendente cuando

los precios son en bolivianos. Estos resultados muestran un funcionamiento deficiente del mercado eléctrico, que debió elevar la tarifa real en un período en que la oferta se hace gradualmente insuficiente.

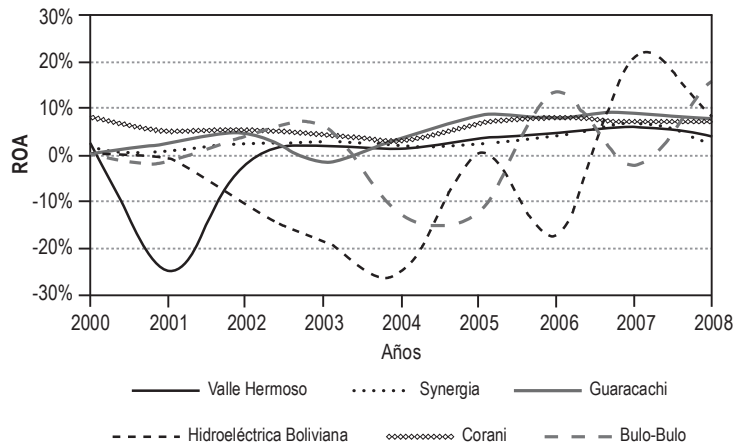
Gráfico 1
Precios monómicos a nivel de generación



Si los precios reales bajaron, su impacto redundó en una caída de las rentabilidades percibidas por las empresas generadoras. Al examinar los estados financieros de estas empresas por un período de ocho años. El gráfico 2 muestra las rentabilidades, se pueden observar oscilaciones fuertes, hasta (-25), con la empresa Valle Hermoso, la Empresa Hidroeléctrica Boliviana y la empresa Bulo Bulo. Por ejemplo en Valle Hermoso se dejaron de operar cuatro turbinas a gas natural, lo cual

disminuyó el patrimonio en 16 millones de dólares. Si elimino este punto la empresa tiene rentabilidades que fluctúan entre 0 y 10 por ciento; lo mismo sucede con las otras.

Gráfico 2
Rentabilidad de activos (ROA)



En conclusión, si se excluyen los casos causados por eventos especiales, se puede afirmar que las rentabilidades de las empresas generadoras se mantuvieron en un rango entre 0 y 10 por ciento para todo el período. Aquí se tiene la rentabilidad ponderada promedio sobre el activo y se puede ver que oscila entre 0 y 6 por ciento aproximadamente. Son rentabilidades modestas.

Se observa también que las rentabilidades de las empresas termoeléctricas tienden a ser superiores a las rentabilidades de las empresas hidroeléctricas, en más o menos dos puntos porcentuales. Esta diferencia es

consecuencia directa de la subvención al gas natural utilizado para la generación de electricidad. Se verifica una tendencia relativamente alcista que podría indicar una operación correcta del mercado eléctrico, que ante una amenaza de insuficiente oferta procura atraer nuevas inversiones. Sin embargo, estas rentabilidades más altas son insuficientes para atraer nuevas inversiones porque permanecen en valores inferiores al 10 por ciento. En consecuencia, se evidencia que el mercado eléctrico intenta operar correctamente, pero no logra el ajuste necesario para elevar las rentabilidades de modo que se puedan inducir nuevas inversiones.

El Estado, a través de la Autoridad de Electricidad, fija los precios de la energía y potencia y lo está haciendo de modo que estas rentabilidades no son suficientes para atraer nuevas inversiones. Además, a fin de bajar el precio de la electricidad, el gobierno de Bolivia subsidia el precio del gas natural y lo mantiene por debajo de \$us 1,30 por millar de pies cúbicos, mientras que el precio de exportación es mucho más alto, del orden de \$us 4, \$us 5 hasta \$us 7 por millar de pies cúbicos. Este subsidio al gas natural reduce la rentabilidad de las centrales hidroeléctricas. Además, cualquier intervención estatal en general que distorsiona el mercado, introduce elementos de incertidumbre que ahuyentan a la inversión privada.

Tomando en cuenta los precios del gas natural en el mercado internacional, el Plan de Expansión del Sector Eléctrico muestra que a Bolivia le conviene nuevas plantas generadoras, en su mayoría hidroeléctricas.

Este subsidio al gas natural perjudica, como dije, a las empresas hidroeléctricas. A los precios a los que

se remunera actualmente a los operadores, se puede calcular el monto de inversión que sería compatible con una rentabilidad del 12 por ciento. Esto lo he calculado suponiendo una central de un megavatio de potencia que vende a estos precios de energía y de potencia, y que son los prevalentes en noviembre de 2009. Con esto le podría generar ingresos por energía y potencia —suponiendo un factor de planta del 30 por ciento— del orden de los 966 mil bolivianos anuales. Con estos ingresos se debería cubrir todos los costos y las cargas impositivas y tener una rentabilidad suficiente sobre el capital invertido.

Para simplificar, voy a suponer que los ingresos tienen dos categorías: una, que es el costo de operación, mantenimiento, depreciación, administración; y el otro, la remuneración a la inversión. Se han examinado los estados financieros para ver qué porcentaje del ingreso es destinado a cubrir costos de operación, mantenimiento, depreciación y administración, sin incluir costos financieros ni el impuesto a las utilidades. Y se ha observado que ese costo cubre, como mínimo, el 49 por ciento del ingreso total.

Se tiene que considerar que cada empresa tiene un factor de planta distinto. A mayor factor de planta, mayor será la energía entregada por kilovatio, y mayor será la inversión que puede pagarse por kilovatio. Se va a tomar en cuenta este factor para calcular la inversión que podría financiarse con las tarifas vigentes a nivel de generación. Aquí se ha calculado con los mencionados 966 mil bolivianos monto del cual la mitad se destine a inversión, con una rentabilidad de 12 por ciento por año. Se podría tener una inversión de 4 millones de bolivianos, que equivale a

567 dólares por kilovatio. Esta es la inversión que podría hacer rentable a los precios vigentes.

Ahora es necesario plantear dos interrogantes. Primero, ¿qué sucede si la empresa eléctrica tiene costos distintos al 50 por ciento?, y ¿cuál sería el impacto si la empresa tiene un factor de planta distinto al 30 por ciento. Se ha realizado el cálculo desde el 30 por ciento hasta el 70 por ciento el peso de los costos como porcentaje del ingreso. Esto es lo que se ha visto registrado en las empresas, y el factor de planta que puede ser distinto según cada planta, y por ejemplo, la central hidroeléctrica de Canata, que es el punto que más puede representar a Corani, son plantas existentes y se observa que de acuerdo a las tarifas actuales estas centrales hidroeléctricas pueden cubrir costos de inversión inferiores a 600 dólares por kilovatio.

En conclusión, las más importantes centrales hidroeléctricas de Bolivia no están en condiciones de financiar costos de inversión superiores a los 600 dólares.

Ahora bien, en el Plan de Expansión se prevé nuevas centrales como Misicuni Fase 2 y Laguna Colorada, que es geotérmica, pero se asemeja a una hidroeléctrica porque tiene un recurso natural renovable. Sus costos de inversión por kilovatio son muy superiores a los \$us 600. Se puede decir, a priori, que ninguna de estas centrales podrá ser financieramente viable. Cada una de ellas tiene factor de planta distinto. Las plantas del río Unduavi, que tienen un costo de 1.454 dólares por kilovatio, podrían ser rentables si sus costos equivalieran solamente al 10% de sus ingresos, lo cual es imposible porque como se ha visto esos porcentajes superan el 50 por ciento. En el caso

de San José, también sería rentable si sus costos fueran inferiores al 20 por ciento. Las otras empresas están fuera del margen. Los otros proyectos requieren inversiones superiores al máximo calculado que corresponde a \$us 2.000 por kilovatio cuando un proyecto tiene un factor de planta elevadísimo y costos operativos cero, lo cual es absurdo.

Entonces, las tarifas vigentes actualmente invalidan la ejecución de todos los proyectos hidroeléctricos previstos en los próximos años, de acuerdo a las conclusiones del Plan de Expansión del Sector Eléctrico. Sin embargo, ese mismo Plan ha hecho un análisis suponiendo que los precios del gas natural son los precios del mercado internacional, que varían desde \$us 4 hasta \$us 7 en el mercado estadounidense, no son los precios de exportación de Bolivia, que tienden a ser más altos.

En el cuadro 1 se muestra la posibilidad de incrementar el precio del gas natural multiplicándolo por 1,5; 2 y hasta 5,5, y se observa que los proyectos serían factibles, como San José, si el precio del gas natural es del doble. El río Unduavi sería factible si el precio del gas natural se multiplica por 3. Los proyectos de Tangara y Vilcara en el departamento de La Paz serían financieramente viables si el precio del gas natural se multiplica por 4,5. Finalmente, Laguna Colorada y Misicuni Fase 2 necesitarían que el precio del gas natural se multiplique por 5. Y el proyecto Rositas necesitaría que el gas natural multiplique su precio por 5,5.

Cuadro 1
Costo de inversión previsto

	Inversión (000 US\$)	Potencia (MW)	Inversión (US\$/kW)	Factor de planta
Misicuni, fase 2	102.290	40	2.557	66%
L. Colorada	358.818	100	3.588	93%
S. José, Fase 1	101.860	69,4	1.468	74%
Tangara, Vilcara	357.180	167,3	2.135	60%
Río Unduavi	65.410	45	1.454	54%
Rositas	1.231.180	400	3.078	70%

¿Qué precios deberían tener estas centrales hidroeléctricas para ser financieramente viables? El rango sube hasta \$us 7 por millar de pies cúbicos, que es un nivel mucho más alto del que se tiene actualmente, pero no está fuera del rango de valores de los precios de exportación de Bolivia.

Entonces, en conclusión, los niveles de rentabilidad en el periodo 2000-2008 han sido insuficientes para generar nuevas inversiones. La consecuencia es que no existen perspectivas de construcción de nuevas centrales hidroeléctricas a ser ejecutadas por el sector privado. La viabilidad financiera de las centrales hidroeléctricas futuras requerirá de cuantiosas subvenciones si las tarifas eléctricas en el mercado mayorista se mantienen en los niveles actuales.

Otra conclusión. Estos ajustes del precio del gas natural no están en contradicción con las previsiones del precio del gas natural que puede obtener Bolivia en sus exportaciones, especialmente tomando en cuenta que algunos de los vecinos están recurriendo a importar gas

natural congelado transportado por mar, cuyo costo es relativamente alto y está por encima de los niveles que se han calculado, que varían entre 2,6 dólares y 7,1 dólares por millar de pies cúbicos.

Como consideraciones finales, es importante subrayar que se está frente a un subsidio fuerte al gas natural que se utiliza para la generación de electricidad en Bolivia. La pregunta es ¿a quién beneficia más este subsidio: a los pobres o a los ricos? Este subsidio permite bajar las tarifas eléctricas. ¿Se puede eliminar este subsidio sin perjudicar a los consumidores de bajos ingresos? La posición que sostengo es que sí se puede, y los ingresos adicionales que obtendría el Estado boliviano al elevar el precio del gas natural que se utiliza para generar electricidad, serían mucho mayores que los subsidios adicionales que se requerirían para mantener estable la tarifa eléctrica para los consumidores de bajos ingresos.