

Determinación de un adecuado precio del gas natural para el sector eléctrico boliviano

Determination of an Appropriate Natural Gas Price for the Bolivian Electric Sector

*Mauricio Tapia Herbas**

Resumen¹

El sector eléctrico boliviano está en una situación crítica; prueba de ello son las dificultades observadas para satisfacer la demanda de energía eléctrica y los crecientes racionamientos energéticos que se están generando. El bajo precio por la energía generada desestimula las inversiones en generadoras hidroeléctricas y reduce las utilidades de los nuevos proyectos termoeléctricos. Esta situación se da por el subsidio estatal al precio del gas destinado a las generadoras termoeléctricas. Los consumidores finales son los que más se han beneficiado, debido a tarifas eléctricas inferiores al promedio latinoamericano, pero esta situación es insostenible, y pronto los consumidores se enfrentarán a una escasez energética. El presente documento intenta explorar la real incidencia del precio subsidiado del gas en el sector eléctrico y al mismo tiempo establecer el precio adecuado del gas natural para el sector eléctrico que permita viabilizar las nuevas inversiones en hidroeléctricas y termoeléctricas, generando escenarios más alentadores para el sector eléctrico.

Palabras clave: Costo de oportunidad, gas natural, precio de la energía.

* Investigador asociado del Instituto de investigaciones Socioeconómicas de la Universidad Católica Boliviana San Pablo. Contacto: m4tapia@gmail.com

¹ Este documento fue auspiciado por la Fundación Hanns Seidel. El contenido del mismo no refleja la opinión de esta institución. El autor agradece el apoyo de la Fundación Hanns Seidel, así como los valiosos comentarios de varios colegas expertos.

Abstract

The bolivian electric sector is in a critical situation; the proofs are the difficulties encountered to satisfy electricity demand, generating energetic rationing. The low price for the energy generated discourages investment in hydropower and reduces profits of the new thermoelectric project. This situation is given by the state subsidy to the price of gas for thermoelectric generators. Consumers are the beneficiaries due to lower electricity rates than the Latin American average, but this situation is unsustainable and soon consumers will face an energy shortage. This paper attempts to explore the real impact of fixed price of gas in the electricity sector while setting the right price of natural gas for the power sector to allow viable new investments in hydro and thermal, generating more promising scenarios for the electricity sector.

Keywords: Opportunity cost, natural gas, energy prices.

Clasificación/Classification JEL: O13, O44, Q40, Q50

1. Antecedentes

El esquema institucional vigente del sector eléctrico boliviano está segmentado verticalmente en tres actividades: generación, transmisión y distribución. Estas tres actividades conforman el Sistema Interconectado Nacional (SIN). A su vez, todas las empresas participantes en el SIN son reguladas por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

El SIN opera en base al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), que a su vez es administrado por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), responsable de planificar la expansión del SIN, es decir, operar el sistema eléctrico en tiempo real y manejar las transacciones entre los generadores, transportadores, empresas distribuidoras y consumidores no regulados.

Por su naturaleza de monopolio natural, la distribución y la transmisión de electricidad son reguladas otorgándoles una rentabilidad garantizada. En cambio, para la generación de electricidad se supone la existencia de condiciones de competencia perfecta. Por esta razón, en la generación de electricidad se establecen tarifas a costo marginal para la potencia y la energía entregadas.

La simulación de condiciones de competencia perfecta en la actividad de generación eléctrica implica que se remunera la producción de energía producida y potencia asegurada, tal que:

- a) El precio de la energía se determina en base al despacho de carga que se realiza en el MEM, y es fijado por el costo marginal de la última unidad generadora térmica despachada o disponible del parque generador para satisfacer el último MWh requerido por la demanda del SIN.
- b) El costo marginal depende del precio y características del combustible, así como de la eficiencia de la turbina termoeléctrica marginal.
- c) El precio de potencia depende de la tecnología de la unidad generadora térmica, su lugar dentro del sistema y el costo de inversión de la misma.
- d) El precio de energía remunera la producción de energía y costo variable de los generadores térmicos.
- e) El precio de potencia remunera la inversión realizada en generación.

Hasta fines del año 2000, la metodología para determinar los precios máximos del gas natural para la generación de electricidad tomaba como referencia el precio de venta de gas natural al Brasil. A pesar de ello, en la realidad los generadores compraban el gas natural a un precio fijado bilateralmente con las empresas del sector (por debajo del precio establecido).

En respuesta a esta situación, el Gobierno estableció que el precio del gas natural para la generación termoeléctrica se determine en el punto de ingreso a la planta termoeléctrica y correspondiera al valor máximo de todos los precios declarados para dicho hidrocarburo por los agentes generadores al CNDC, alcanzando un valor fijo de 1.30 \$US/MPC. Este nuevo precio se encontraba por debajo del costo de oportunidad del gas natural (exportación) y por lo tanto ocasionó en última instancia bajas tarifas de distribución y un desincentivo para la inversión de generadoras hidroeléctricas.

La ralentización de las inversiones en generación hidroeléctrica desde el año 2002 ha llevado a que a partir de entonces solo se procediera a la instalación de unidades termoeléctricas. Este escenario determinó que el crecimiento de la demanda de electricidad sea absorbido con centrales termoeléctricas con mayores costos de generación; por lo tanto, existe una presión natural para que las tarifas de electricidad se eleven.

El objetivo general del presente documento es evaluar el desempeño del sector eléctrico de Bolivia y determinar bajo diversos escenarios la incidencia que ha tenido sobre el mismo la política de fijación de un precio plano en el tiempo del gas natural destinado a termogeneración.

El presente documento está dividido en cinco secciones, incluyendo los antecedentes como parte inicial. En la segunda sección se presenta una aproximación conceptual de la regulación energética en Bolivia. En la tercera sección se define el modelo de optimización propuesto para los fines de este documento. La cuarta sección nos muestra los resultados obtenidos de los tres diferentes escenarios propuestos. La quinta sección nos muestra las conclusiones y recomendaciones para un estudio a mayor profundidad.

2. Antecedentes del sector eléctrico

Tras la privatización producida en los años 90, el sector eléctrico fue segmentado verticalmente en tres actividades: generación, transmisión y distribución. El sector en su totalidad es regulado por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad. Dada la naturaleza de monopolios naturales, las actividades de distribución y transmisión están reguladas de manera tal de asegurar su rentabilidad, mientras que el sector de generación supone condiciones de competencia perfecta, por lo que se establecen tarifas a costo marginal para la potencia y energía entregadas.

El sector eléctrico boliviano está conformado por dos sectores de relevancia. Por una parte, el Sistema Interconectado Nacional (SIN), que en 2009 representaba el 81.6% de la capacidad instalada y el 88% de la generación del país, y cuyas demandas de energía y potencia alcanzaron 5823.6 GWh. y 1072.2 MW, respectivamente, el año 2010. Además, posee una red de 1900 km., suministrando electricidad a los departamentos de La Paz, Cochabamba, Santa Cruz, Oruro, Potosí, Chuquisaca y recientemente el Beni. El segundo sector lo conforman los Sistemas Aislados, los Sistemas Aislados Menores y los Auto-productores de la red, que cubren los departamentos de Pando, Tarija y la parte oriental de Santa Cruz.

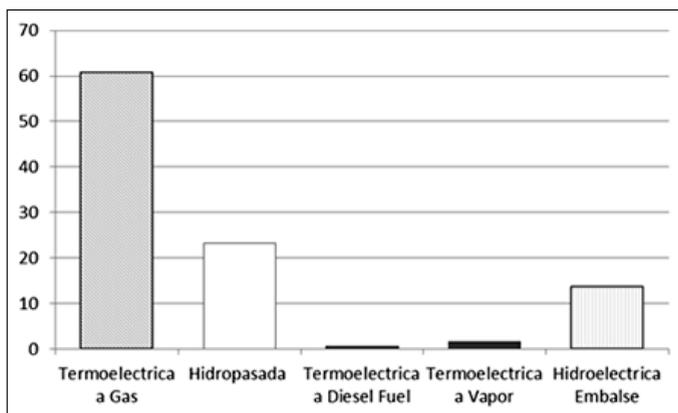
Bajo una segunda óptica, el sector eléctrico boliviano está conformado por el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y el Mercado Eléctrico Minorista (MIM). El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) está conformado por empresas de generación, transmisión, distribución y consumidores no regulados; mientras que el Mercado Eléctrico Minorista está conformado por empresas de distribución y consumidores regulados. El MEM funciona bajo la modalidad

de mercado *spot*, por lo que las transacciones de compra y venta de electricidad se hacen a precios definidos a corto plazo, en negociaciones realizadas a cada hora.

2.1. El segmento de generación

El segmento de generación de electricidad del SIN está conformado por diversas empresas, tanto termoeléctricas como hidroeléctricas, ubicadas en los diferentes departamentos de Bolivia. En lo que respecta a la capacidad de generación, tal como se observa en el Gráfico 1, hay una predominancia de la generación termoeléctrica a gas, con 60.8% de participación; una generación termoeléctrica por diesel fuel de 0.6%, y una generación termoeléctrica a vapor de 0.6%. La generación hidroeléctrica se compone de la generación por hidro-pasada con 23.2% de participación y generación por embalse.

Gráfico 1: Capacidad de generación por tipo de central (MW), 2010



Fuente: Foro Internacional del Gas

En el Cuadro 1 se detallan las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas existentes y la potencia que inyectaron durante el año 2010 al SIN. Siendo la generación termoeléctrica a gas la de mayor importancia, el resto de la generación termoeléctrica utiliza como fuente biomasa como el azúcar (caso Central Guabirá), y las unidades de dual fuel que combinan diesel con gas natural (caso Aranjuéz).

Cuadro 1
Potencia disponible a 2010 (MW)

Termoeléctricas	En bornes de generador	Hidroeléctricas	En bornes de generador
Guaracachi	249,93	Sistema de Zongo	188,4
Santa Cruz	39,68	Sistema Corani	149,88
Carrasco	103,62	Sistema Taquesi	90,35
Bulo Bulo	87,28	Sistema Miguillas	20,9
Entre Ríos	98,67	Sistema Yura	19,05
V. Hermoso	68,51	Kanata	7,6
Aranjuez TG	17,19	Quehata	1,96
Aranjuez MG	11,2	Subtotal 2	478,14
Aranjuez DF	8,1		
Kenko	17,74		
Karachipampa	12,99		
Guabirá	21	TOTAL =	
Subtotal 1	735,91	Subtotal 1 + Subtotal 2	1214,05

Fuente: Foro Internacional del Gas

2.2. El segmento de transmisión

La Ley de Electricidad define al Sistema Troncal de Interconexión (STI) como la parte del Sistema Interconectado Nacional que comprende las líneas de alta tensión, incluidas sus correspondientes subestaciones. Los componentes del STI deben ser propiedad de un agente transmisor, ser dimensionados como un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado (STEA), de acceso abierto, estar operados bajo la dirección del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) y ser utilizados por el Mercado Eléctrico Mayorista en su conjunto, exceptuando las instalaciones de inyección o retiro. Actualmente, cuatro empresas conforman este segmento dentro del SIN: La Empresa Transportadora de Electricidad S.A. (TDE); ISA Bolivia; ENDE y Tesa San Cristóbal. Las líneas de transmisión se clasifican por sus tensiones en: (1) Líneas de 230 kV, con 1545 km.; (2) líneas de 115 kV, con 1279 km.; y (3) líneas de 69 kV, con 185 km, siendo esta tensión la menor exigida.

2.3. El segmento de distribución

Las empresas distribuidoras participan en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) absorbiendo el 87% del mercado de energía, y distribuyéndola hasta sus puntos de conexión. Estas empresas también participan del Mercado Eléctrico Minorista (MIN). En este mercado venden energía al detalle en cantidades menores y en niveles de tensión menores a los consumidores regulados.

En Bolivia, las seis compañías de distribución eléctrica tienen monopolios naturales en sus áreas de concesión. Los consumidores regulados en el MEM son atendidos por las siguientes empresas distribuidoras:

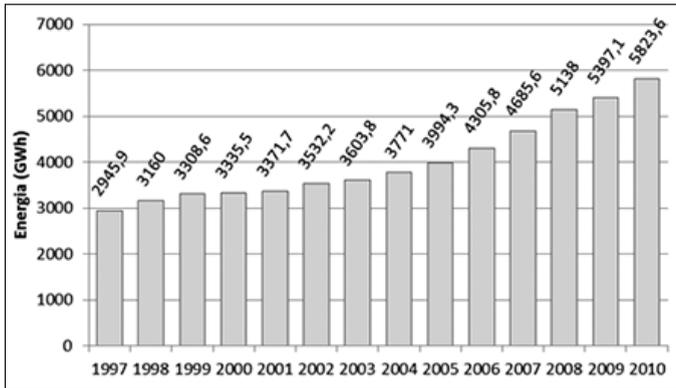
- ♦ ELECTROPAZ, en La Paz, con el nodo de retiro Kenko
- ♦ ELFEC, en Cochabamba, con los nodos de retiro de Arocagua, Valle Hermoso e Irpa Irpa.
- ♦ CRE, en Santa Cruz, con los nodos de retiro Guaracachi, Urubó y Arboleda.
- ♦ ELFEC, en Chimoré, con un nodo de retiro en el sistema Trópico denominado Chimoré.
- ♦ ELFEO, en Oruro, con los nodos de retiro Vinto y Catavi.
- ♦ CESSA, en Chuquisaca, con los nodos de retiro de Sucre, Aranjuez y Mariaca.
- ♦ SEPSA, en Potosí, con los nodos de retiro Potosí, Karachipampa, Sacaca y Ocurí.
- ♦ SEPSA Sur, en el nodo de retiro PUN069, Telamayú.
- ♦ SEPSA Atocha, en el nodo de Atocha.
- ♦ SEPSA Lípez, en el nodo de Lípez
- ♦ ENDE, en los nodos de retiro de Yucumo, San Borja, Moxos y Trinidad.

2.4. Demanda de energía eléctrica

La demanda del SIN está compuesta por la demanda de los consumidores regulados, que son atendidos por las empresas de distribución y por la demanda de los consumidores no regulados. El Gráfico 2 muestra la evolución histórica de la demanda de energía del SIN entre los años 1997 y 2010; en dicho periodo el promedio de crecimiento fue de 5.7%. Para el año

2011 se estima que la demanda llegara a 6.245 GWh², alcanzando un crecimiento de 7.0% respecto del 2010.

Gráfico 2: Evolución histórica de la demanda de energía del SIN



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energía

3. Aproximación conceptual

En la teoría económica se supone que existe una estructura óptima de mercado, definida como competencia perfecta, donde la asignación de precios y de recursos a través del mercado lleva a un equilibrio eficiente. Sin embargo, en la realidad existen fallas de mercado, situación que obliga a los entes reguladores a intervenir los mercados.

3.1. Regulación

Para que la regulación sea adecuada en el caso de la industria eléctrica, se debe garantizar que sea viable en términos económicos. Es decir, que promueva la eficiencia y favorezca las inversiones. Entonces, el objetivo es promover la disponibilidad del servicio y al mismo tiempo compensar el ingreso de las empresas que tarifican a costo marginal.

En Bolivia, la tarificación del precio es regulada, es decir que las tarifas son establecidas por el Gobierno y revisadas semestralmente por la Autoridad de Electricidad. Por su parte, los

2 Plan Óptimo de Expansión del SIN-CNDC

consumidores regulados deben pagar tarifas por el consumo de electricidad, que incluyen la totalidad de costes de suministro.

Un aspecto central de la regulación del sector eléctrico está relacionado con la evolución del precio del gas natural y su efecto sobre los costos de termogeneración. Ante un incremento en este precio, en el corto plazo el sector eléctrico generalmente se ajusta vía subsidios, tarifas e impuestos al consumo, y en el largo plazo se toman decisiones de política energética.

En este marco, las políticas de intervención pretenden que segmentos significativos de la sociedad no vean afectado su acceso ante los incrementos de precio. Las medidas pretenden mejorar la capacidad de pago de la población de menores ingresos, aunque el Gobierno incurra en gastos. Así, existen medidas aparejadas a la elevación de precios, como ser:

- a) Demorar el ajuste en el costo de generación reconocido a los generadores.
- b) Compensar el ajuste con un menor ajuste o indexación de los márgenes de transporte y distribución respecto de lo que hubiese sido normal.
- c) Modificación tarifaria, que puede implicar:
 - ♦ Intervención directa, que implica fijación de subsidios o descuentos fijos.
 - ♦ Discriminación de precios en función de las características socio-económicas
 - ♦ Tarifas bloque crecientes para generar subsidios cruzados.
 - ♦ Tarifas de acceso reduciendo los cargos fijos relacionados a la inversión requerida de instalación y expansión de red y aumentando los cargos variables.

3.2. Subsidios

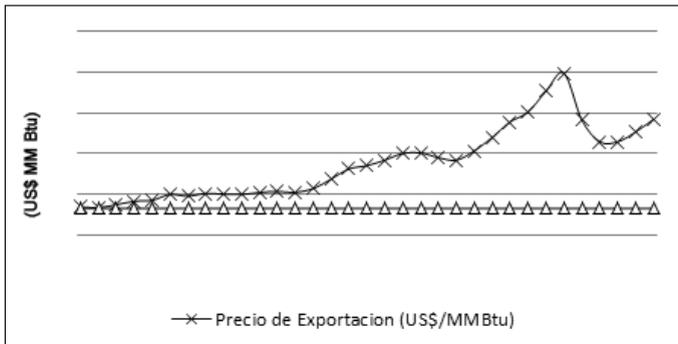
Uno de los mecanismos regulatorios utilizados para la modificación tarifaria es la intervención directa a través de la fijación de subsidios, comprendiéndose éstos como las prestaciones públicas asistenciales de carácter económico que el Gobierno realiza por un tiempo determinado para estimular artificialmente el consumo o producción de un bien o servicio, con el fin de alcanzar una meta social, favoreciendo sobre todo a un sector en específico.

El subsidio al precio del gas para el sector termoelectrico

En el caso estudiado, el Estado boliviano realiza una intervención directa en la tarifa eléctrica, a través de la fijación de subsidios para el consumo de energía eléctrica, asegurando la estabilidad del sector eléctrico y la generación termoelectrica, de manera tal que se logre estimular un mayor consumo de energía eléctrica e incrementar el acceso de energía a los sectores con menores ingresos. Este subsidio a la oferta energética corresponde a una asimilación de los costes de oportunidad del gas entregado a las termoelectricas

Desde el 22 de diciembre de 2000, mediante D. S. N° 26037, se decidió establecer un precio regulado máximo para el gas natural destinado a la generación de electricidad en 1.3 US\$/MPC, dado que era el precio referencia de venta de gas al Brasil. Se estableció este precio mientras no se desarrollara otra metodología. Ya en el año 2008, mediante el Decreto Supremo N°29510, se determina mantener el valor fijo de 1.30 US\$/MPC para el gas natural en el punto de ingreso de las plantas termoelectricas, para evitar diferenciaciones. Entonces el Gobierno –a través de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – pasa a subsidiar el precio del gas para el sector termoelectrico.

Gráfico 3: Precio del gas natural boliviano para la exportación y para el sector eléctrico del país, 2002-2010



Fuente: "Plan óptimo de expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011-2021" CNDC.

En el Gráfico 3 se observan los precios que el gas natural boliviano ha tenido tanto para la exportación como para el sector eléctrico boliviano, comprobando el costo de oportunidad en que el Estado incurre para satisfacer la demanda de gas en las centrales termoelectricas. También se observa que el precio del gas natural boliviano para la gestión 2010 para la

exportación es de 5.68 US\$/MMBtu, siendo este valor 436% superior al precio del gas natural subsidiado.

El subsidio a las generadoras termoeléctricas facilita que las facturas por consumo de electricidad no representen costos elevados a la población; por ende, los subsidios que se otorgan en el sector tienen una meta social: que todas las familias mejoren su capacidad de pago, para elevar el acceso y consumo de energía eléctrica.

Y de hecho, gracias a este subsidio, Bolivia goza de una de las tarifas de electricidad a consumidor final más bajas de la región. El Cuadro 2 permite observar las tarifas de electricidad de algunos países sudamericanos para la gestión 2006. Por ejemplo, la tarifa residencial era de 6.72 US\$ cent/kWh, muy inferior a las tarifas de Brasil, con 19.06 US\$ cent/kWh, y Chile, con 13.06 US\$ cent/kWh, y en general al promedio ponderado en ALyC, de 11.5 US\$ por kWh.

Cuadro 2
Tarifas de electricidad a consumidor final en distintos países, 2006

País	Tarifa (US\$ cent/kWh)		
	Residencial	Comercial	Industrial
Argentina	9.72	6.3	6.4
Brasil	19.06	16.64	12.37
Chile	13.06	13.98	8.53
Perú	12.40	10.02	7.31
Bolivia	6.72	10.14	4.68
Paraguay	6.17	6.58	4.14

Fuente: "Información económica energética" (OLADE)

Bajo la lupa social y productiva, las bajas tarifas eléctricas benefician a los consumidores de menos recursos, aumentando la competitividad del sector industrial en el país; sin embargo, los bajos márgenes en los precios de la energía inviabilizan los proyectos de generación hidroeléctrica, que no pueden competir con la generación termoeléctrica subsidiada. Y por ende, nuevos proyectos hidroeléctricos no son rentables, generando cada vez más presión en las centrales termoeléctricas para satisfacer la demanda creciente de energía, siendo esto insostenible en el tiempo.

Adicionalmente al subsidio otorgado en el precio del gas a las termoeléctricas, existe un segundo subsidio destinado a la demanda energética.

Tarifa Dignidad. Subsidio a la demanda energética

El subsidio a la demanda energética se otorga mediante la Tarifa Dignidad, definida por el Decreto Supremo 28653 como un descuento del 25% promedio de la tarifa vigente para los consumidores domiciliarios atendidos por las empresas de distribución del Sistema Interconectado Nacional, SIN, que operan en el Mercado Eléctrico Mayorista con consumos de hasta 70 kWh por mes, y para los consumidores domiciliarios atendidos por otras empresas de distribución del SIN y de sistemas aislados con consumos de hasta 30 kWh por mes.

Este subsidio está financiado por las empresas del Mercado Eléctrico Mayorista, MEM, sobre la base del Convenio de alianza Estratégica del Gobierno de la República de Bolivia. Este subsidio destinado a los consumidores finales de bajos recursos también tiene su impacto en el sector eléctrico. En primera instancia, este subsidio disminuye aun más el margen de utilidad de las empresas eléctricas, a través del descuento que debe ser absorbido por las empresas del sector y no así por el Estado. De esta manera se genera mayor presión económica por los márgenes de ganancia en las empresas de generación, sobre todo dado que la carga económica de la Tarifa Dignidad se traslada a las empresas de generación, quienes ven sus márgenes de utilidad disminuidas, siendo sobre todo las hidroeléctricas las más afectadas, dado que ya sin la Tarifa Dignidad se encuentran en desventaja respecto de las termoeléctricas.

4. Definición del modelo propuesto

Para fines de nuestro trabajo aplicaremos un modelo de optimización, el cual consiste en minimizar el costo de funcionamiento del sistema eléctrico, en base a una elección sistemática de entrada de valores (supuestos) dentro de un conjunto permitido; de esta manera se espera calcular el valor de la función que optimiza la expansión del SE e inferir diversos escenarios de tarifación asociados.

4.1. Optimización de costos del sector eléctrico

La siguiente ecuación define el precio de la electricidad para el primer período de simulación, tal que la misma crece respecto a un precio inicial de un año-base a una tasa de

crecimiento promedio para el período Ω . Esta tasa de crecimiento refleja en el corto plazo variaciones en la tasa de consumo de la energía eléctrica.

$$p^e_{(1)} = p^e_{(0)} * (1 + p^e_g)^\Omega \quad (1)$$

Donde:

$p^e_{(0)}$ es el precio inicial de la energía eléctrica;

p^e_g es la tasa de crecimiento del precio de electricidad,

$p^e(t)$ es el precio de la electricidad en el período t ,

Ω es el número de años previo al primer año de proyección; = 10

En esencia, Ω constituye un set de información, tal que el ejercicio de simulación captura información pasada respecto de la evolución de una variable dada.

En la ecuación 2 se define que el precio de la electricidad crece respecto a la evolución del precio de la electricidad a una tasa de crecimiento promedio de asimilación tecnológica constante para τ . A su vez, τ modela el número de años entre un resultado y otro, representando la capacidad de ajuste de esa variable en el periodo de simulación.

$$p^e_{(t+1)} = p^e_{(t)} * (1 + p^e_g)^\tau \quad (2)$$

Donde:

$p^e_{(t+1)}$ es el precio de la electricidad en el periodo

τ es el número de años entre períodos de simulación; = 5

Supongamos un esquema intertemporal, donde inicialmente existe una única función de coste por período, dada por $c(q_1, q_2)$. Cuando la función de coste es diferenciable y las cantidades producidas son positivas, el equilibrio se establece donde el vector de precios iguala al de costos marginales de suministro, como se muestra en la ecuación 3.

$$p_i = \frac{\partial c(q_1, q_2)}{\partial q_i} \quad (i = 1, 2) \quad (3)$$

De esta manera, cuando maximizamos la anterior ecuación obtenemos que en el óptimo, los consumidores de energía compran “ q_1 ” y “ q_2 ”, dado que los gastos marginales de suministro de energía son iguales a p_1 , y p_2 , es decir, la ecuación 4.

$$p_i = \varphi q_i^{b_i-1} q_j^{b_j} \quad (i = 1, 2)(j \neq i) \quad (4)$$

Aplicando logaritmos a la fórmula 4 e invirtiendo para obtener las funciones de demanda en forma explícita, tenemos la fórmula 5.

$$\begin{pmatrix} \ln q_1 \\ \ln q_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 \\ 1 - b_1 - b_2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} b_2 & -b_2 \\ -b_1 & b_1 - 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \ln \left(\frac{p_1}{\varphi b_1} \right) \\ \ln \left(\frac{p_2}{\varphi b_2} \right) \end{pmatrix} \quad (5)$$

Para fines del presente documento, se incorpora la consideración de neutralidad de riesgo, definida en términos del desvío del valor presente del Costo de Aprovisionamiento de la Demanda (CAD) respecto a su valor esperado, bajo diversos escenarios con probabilidades simétricas de ocurrencia. Es decir que se analiza la forma en que se descompone la volatilidad de costos de operación y mantenimiento del sector eléctrico, y de esta manera se establece una nueva función de costo que incorpora la “volatilidad anual”, definida como la relación entre la desviación del CAD y el valor esperado del CAD.

$$(PI, \alpha) = \left((1 - \alpha) + \alpha * \sum_{k=1}^{k=N} \left(q^{k-1} \frac{VaR(CAD_k) - \langle CAD \rangle_k}{\langle CAD \rangle_k} \right) * \frac{1 - q}{q^N - 1^{k-1}} \right) \quad (6)$$

Donde:

PI es el valor de las inversiones del sector

α es la aversión al riesgo (neutralidad al riesgo)

D son los planes factibles

q es el factor de actualización

CAD es el valor esperado del valor presente del costo de abastecimiento de la demanda

Dado un valor de α , se busca minimizar el costo:

$$\min_{PI=23} C(PI, \alpha) \quad (7)$$

Tal que se considera una central hidroeléctrica y una unidad térmica en función a su costo anual total:

$$\sum C_{TA} = C_g + C_I + C_{OyM} \quad (8)$$

Donde:

C_{TA} es el costo total anual de la generadora

C_I es el costo Anual de la Inversión

C_g es el costo de generación de energía

C_{OyM} es el costo de operación y mantenimiento

El costo de generación depende del costo del combustible y la eficiencia de la turbina:

$$C_g = P_{gen} * P_g * HR \quad (9)$$

Donde:

p_g es el precio del combustible

HR es el Heat Rate

P_{gen} es la energía generada en el año

En el caso de la central hidroeléctrica, el costo de operación y mantenimiento no depende del costo del combustible; es posible determinar el costo promedio anual (Cme) de generación de electricidad dividiendo ambos por la producción de las respectivas generadoras:

$$Cme = \frac{C_{TA}}{P_{gen}} \quad (10)$$

Entonces, en el modelo interviene la volatilidad relativa al valor esperado del CAD de cada año, lo que es directamente una medida del “error de pronóstico” del CAD de cada año. El valor de α puede variar entre $\alpha = 0$ (minimización del valor esperado del CAD actualizado) y

$\alpha = 1$, que implica dar máxima relevancia a la suma actualizada de la volatilidad relativa, dividida por la suma de los factores de actualización.

Para que una central hidroeléctrica compita en condiciones similares a una termoeléctrica, sus costos promedios anuales de generación deberían ser iguales. Por lo tanto, el precio del combustible se debe ajustar tal que ambos costos medios de generación se equiparen. En el caso de la distribuidora, es preciso definir además los costos en los que se incurre por el servicio y el beneficio al cual tiene derecho; sea entonces:

$$I = \Pi + C \quad (11)$$

Donde:

I = son los ingresos de la distribuidora

Π = es el beneficio de la distribuidora

C = son los costos de la distribuidora

Los costos de suministro de electricidad que una empresa distribuidora debe cubrir se componen de tres costos importantes:

$$\sum C_{dt} = C_e + C_d + C_c \quad (12)$$

Donde:

C_e = es el costo de compra de electricidad anual.

C_c = es el costo de consumidores anual.

C_d = es el costo de distribución anual.

4.2. Supuestos y datos del modelo

En este acápite definimos los supuestos sobre los cuales desarrollaremos nuestro modelo de simulación:

- ♦ Suponemos que las empresas del sector eléctrico son adversas al riesgo.
- ♦ El precio del gas natural para todas las generadoras está fijado en 1.3 US\$/MWh.
- ♦ En el año-base, la potencia total disponible en el SIN fue de 793 MW.

- ♦ La estructura generadora del país fue 38% hidroeléctrica y 62% a generación termoeléctrica en el año-base.
- ♦ La tasa de descuento es del 10% para un periodo de 30 años.
- ♦ Se aplicó el costo anual de operación y mantenimiento, incluyendo la Tarifa Dignidad.
- ♦ Los costos de generación de energía para centrales termoeléctricas se extrajeron del CNDC 2010.
- ♦ La hidrogeneradora más eficiente presenta un costo de generación de energía del orden de 29.18 US\$/MWh.
- ♦ Las unidades de ciclo combinado presentan costos de generación del 12.22 US\$/MWh.
- ♦ Para el estudio se aplicaron valores de precios de energía y potencia de 147.1 Bs/MWh y 62.1 Bs/kW-mes, respectivamente.

Escenarios propuestos

El escenario base evoluciona sobre un precio fijo de 1.3 US\$/MPC, y respecto a éste se plantean dos posibles escenarios en los cuales evoluciona el precio del gas natural:

- ♦ Escenario 1: El precio de gas natural evoluciona de tal manera que el costo de generación de la energía termoeléctrica sea igual al costo de generación de la hidroeléctrica más cara.
- ♦ Escenario 2: El precio máximo de exportación del gas natural al Brasil promedio del último trienio.

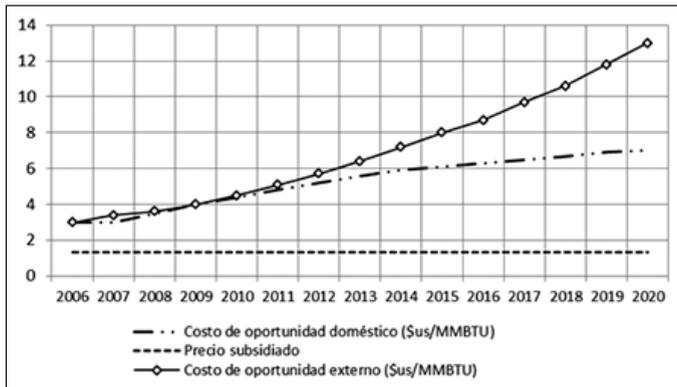
5. Resultados obtenidos

Determinar la tasa de crecimiento de los precios de electricidad es una tarea compleja, debido a las estructuras propias de este mercado. Existe una distorsión inicial, asociada al precio del gas natural para generación termoeléctrica, el cual se encuentra subsidiado en un valor de 1.33 US\$/MMBTU. Este hecho colisiona con la búsqueda de condiciones de competencia perfecta en generación eléctrica, que permitan establecer tarifas a costo marginal³ para la potencia y la energía.

3 El costo marginal de la energía se determina como el costo variable de generación de la unidad marginal termoeléctrica despachada en cada instante. Si acaso no existe ninguna y el despacho se ejecuta sólo con unidades hidroeléctricas, el costo marginal es el costo de la unidad termoeléctrica más eficiente.

En el Gráfico 4 se observa la evolución del costo de oportunidad del gas natural destinado a la generación de electricidad. La línea punteada muestra cómo el precio alcanza un valor cercano a 7 US\$/MMBTU en 2020. Esta senda de precios hace referencia al costo de oportunidad internacional para el gas natural en un escenario conservador. Por su parte, la línea punteada roja representa el precio del gas natural para generación eléctrica definido por el Gobierno de Bolivia (precio subsidiado).

Gráfico 4: Precio del gas natural para generación eléctrica \$US/MMBTU



Fuente: Elaboración propia en base a la simulación

La línea con rombos representa el costo de oportunidad del gas natural para generación termoeléctrica. Es claro que el costo de oportunidad es cada vez más alto, debido a que la producción del gas natural se está desacelerando, el consumo interno está creciendo y el precio internacional está evolucionando favorablemente.

Cuando tomamos en cuenta el costo de oportunidad doméstico (línea punteada), es decir, sin tomar en cuenta la alternativa de exportación, podemos observar que sigue existiendo una significativa brecha, aunque de menor magnitud en relación al precio subsidiado. Este resultado puede estar subvalorado, dado que no se contempla plenamente el costo de oportunidad del gas natural en el sector industrial; por lo tanto, se podría esperar que ambos costos se aproximen.

En este marco, el mantenimiento del subsidio al gas natural para termogeneración incrementa la brecha entre el precio interno y el costo de oportunidad, tanto externo como

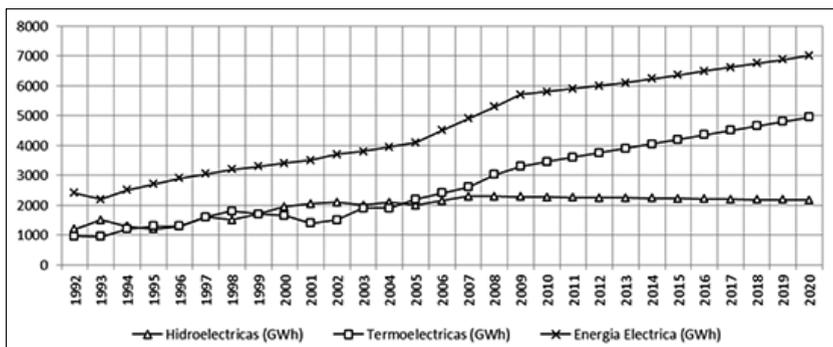
doméstico, ocasionando severas distorsiones en el funcionamiento del sistema eléctrico y en las señales de inversión.

Este resultado implica que un incremento en el precio de equilibrio asociado a un incremento en la demanda debería elevar el precio y por lo tanto incentivar la ejecución de inversiones adicionales para expandir la oferta. Ante una expansión de capacidad, el precio final de equilibrio podría retornar a su valor inicial, solo para el caso de una función de costo medio de largo plazo perfectamente elástica, con economías constantes de escala.

Otra posible implicación de este resultado es que, para un precio de gas natural destinado a la generación eléctrica controlado, es de esperar que el tamaño de la demanda interna presione sobre el precio en menor medida que el costo de oportunidad internacional de exportar gas natural. En el caso de las centrales hidroeléctricas, es razonable suponer que las opciones de generación más económicas ya han sido explotadas. Por lo tanto, los incrementos de demanda, en el largo y mediano plazo, tenderán a resultar en precios de equilibrio final cada vez más altos.

Según la simulación, la termoelectricidad a partir del año 2005 modifica la estructura de la matriz secundaria de energía. El modelo determina una tasa de crecimiento de la termoelectricidad de 3.5% al año sostenida al 2020, y una tasa de crecimiento negativo de la hidrogenación de 0.04% sostenida al 2020, que determina un cambio en la estructura de la matriz de 30% de hidroelectricidad y 70% en el 2020 (véase Gráfico 5).

Gráfico 5: Generación bruta anual (GWh)



Fuente: Elaboración propia en base a la simulación

Los resultados del modelo ratifican que el mercado eléctrico operó de forma deficiente, ya que debió elevar la tarifa real en un periodo en el que la oferta era insuficiente. Podemos argumentar que no se logró seguir las señales de precios adecuadas (debido al subsidio al gas natural), es decir que no se logró elevar la rentabilidad de las inversiones del sector. Dos posibles explicaciones apuntan a la incapacidad de elevar las tarifas, así como a fallas en el modelo de fijación de precios en el mercado mayorista, el cual no logró impulsar contratos de largo plazo para la generación.

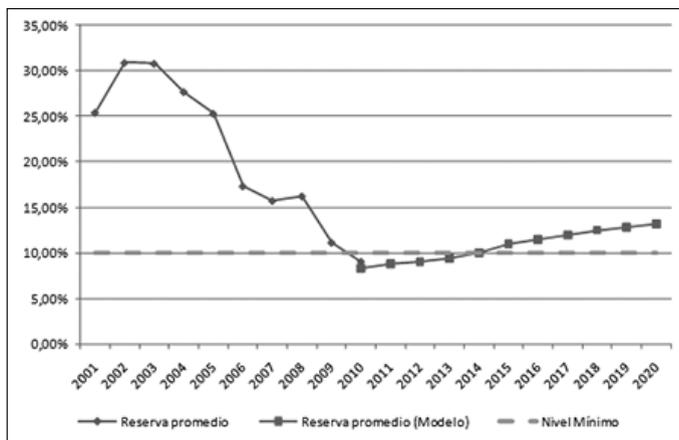
Como era de esperar, en ambos escenarios el precio de energía aumentó ante un incremento en el precio del gas natural respecto del nivel base. El costo de generación para el Escenario 1 es de 40,267 US\$/Mwh para un precio de gas natural de 5,378 US\$/MPC. Por su parte, el Escenario 2 reporta un costo de generación de 46,745 US\$/Mwh para un precio de 6,234 US\$/MPC.

Resulta claro de los resultados obtenidos que, bajo las actuales condiciones, no se pueden financiar proyectos hidroeléctricos por encima de los 485 US\$/kW. Todas las generadoras hidroeléctricas podrían financiar proyectos por encima de los 995 US\$/kW si el precio del gas natural fuese igual a 6,20 US\$/MPC.

La elevación del precio de gas natural afecta directamente al precio al cual compran energía eléctrica los distribuidores y los consumidores no regulados. El efecto del alza del precio de gas natural en las tarifas al consumidor final por distribuidora podría estar entre un 54% y un 62%, dependiendo del segmento sobre el cual impacte la medida, para un costo de oportunidad similar al precio de exportación.

Finalmente, para el adecuado funcionamiento del sector eléctrico se requiere un balance demanda/oferta, que implica un nivel de reserva (margen de capacidad) requerido para lograr un nivel de confiabilidad y seguridad de servicio deseadas. Siguiendo a Gomes (2010), el nivel mínimo de reserva del sistema es de 10%. En el país, el margen de reserva se redujo gradualmente hasta alcanzar niveles promedio inferiores al 10% a partir de 2010⁴. Como se observa en el Grafico 6, el modelo predijo para 2010 un margen de reserva ligeramente inferior al reportado en la realidad, y es de esperar que la senda de recuperación sobre el mínimo sea antes de lo predicho por el modelo en 2014.

⁴ Era de esperar que, bajo esta condición, los mecanismos de mercado tendieran a elevar las tarifas percibidas de las generadoras; lamentablemente esto no ha sucedido.

Gráfico 6: Capacidad de reserva del sistema eléctrico

Fuente: Elaboración propia en base a la simulación

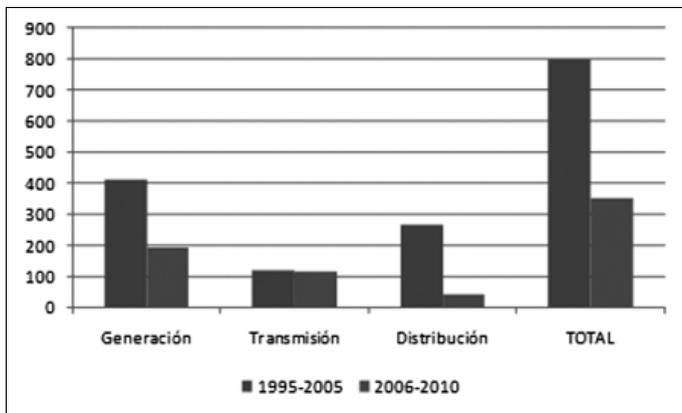
Los resultados del modelo ratifican que el mercado eléctrico operó de forma deficiente, ya que debió elevar la tarifa real en un periodo en el que la oferta era insuficiente. Podemos argumentar que no se logró seguir las señales de precios adecuadas (debido al subsidio al gas natural), es decir que no se logró elevar la rentabilidad de las inversiones del sector. Dos posibles explicaciones apuntan a la incapacidad de elevar las tarifas, así como a fallas en el modelo de fijación de precios en el mercado mayorista, el cual no logró impulsar contratos de largo plazo para la generación.

Complementando la explicación, entre 1995 y 2005 se invirtieron 800 millones de dólares americanos en el sector eléctrico, de los cuales la mitad fue destinada a la generación eléctrica, mientras que en el periodo 2006–2009 el total invertido se redujo notablemente, particularmente en el sector de generación. En el año 2010 se percibe un repunte de las inversiones en generación, debido a la instalación de generadores termoeléctricos en Entre Ríos y 69.3 millones de US\$ en la instalación de un ciclo combinado en Guaracachi (véase Gráfico 7).

Según Gomes (2010), una empresa típica de generación hidroeléctrica en Bolivia presenta costos anuales de operación equivalentes al 50% del ingreso, y podría cubrir una inversión de 569 US\$ por kW. En base a este análisis, el autor estima un umbral máximo de inversión de 1.134 US\$ por kW para una central hidroeléctrica con un factor de planta de 85%, y costos

operativos de 40% de sus ingresos y un umbral mínimo de 285 US\$ por kW para un factor de planta de 30% y costos operativos cubiertos con el 75% de sus ingresos. Nuestro modelo verifica esta afirmación y concluye que, a los precios vigentes del mercado eléctrico, una central hidroeléctrica no puede financiar una inversión superior a 650 US\$ por kW.

Gráfico 7: Inversiones del sector eléctrico boliviano (en millones de dólares)



Fuente: Elaboración propia en base AE

6. Conclusiones y recomendaciones

Las conclusiones y recomendaciones que se destacan del presente trabajo se describen en los siguientes puntos:

- Existe una incidencia negativa del bajo precio del gas natural para el sector eléctrico; el precio subsidiado de 1.3 US\$/MPC al que YPFB vende el gas a las termoeléctricas está generando un desequilibrio en el mercado eléctrico, debido a los bajos márgenes de rentabilidad de las empresas en generación, que perciben bajos precios por la energía que suministran, inviabilizando así nuevas inversiones en generadores hidroeléctricos y termoeléctricos.
- Es necesario replantear la metodología mediante la cual se calcula el precio del gas natural para el sector eléctrico, que debe estar basada en el costo de oportunidad (alternativa de exportación).

- ♦ El escenario que genera mejores resultados, dada la simulación, es uno donde el precio del gas natural para el sector eléctrico sea similar al precio de exportación de gas a Brasil. Dicho precio permitiría atraer nuevas inversiones en generadoras hidroeléctricas, debido a un ambiente más favorable y rentable para dichas inversiones.
- ♦ La falta de competencia en el sector y la fijación de precios en el mercado mayorista generan desincentivos a la realización de contratos a largo plazo.
- ♦ Los incrementos del costo de oportunidad se deben a la desaceleración de la producción nacional, el incremento del consumo interno y los precios internacionales favorables.

Artículo recibido: 6 de junio de 2012

Aceptado: 28 de febrero de 2013

Referencias

1. Álvarez Pelegrí, E. y Balbas Peláez, J. (2000). *El gas natural del yacimiento al consumidor*. CIE Inversiones Editoriales Dossat.
2. Artana, D.; Catena, M. y Navajas F. (2007). *El shock de los precios del petróleo en América Central: implicancias fiscales y energéticas*. Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Research Department, Buenos Aires, Argentina.
3. Autoridad para el Control Social de la Electricidad (AE). Reportes Generales.
4. Baldwin, R. y Cave, M. (1999). *“Understanding Regulation. Theory, Strategy and Practice”*. Oxford University Press.
5. BBC News: *“Reservas de gas natural de Bolivia se reducen a la tercera parte”*. 26/10/2010.
6. Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC). *Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011-2021*. Cochabamba-Bolivia.
7. Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC). *Memoria Anual 2009. Resultados de la Operación*. Cochabamba-Bolivia.
8. Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A. (COBEE BPC). *Memoria Anual 2009*. Paz, Bolivia.
9. Cura Capurro, E. (1998). *Tarifcación de sistemas de transmisión eléctrica: evaluación de metodologías de asignación de cargos complementarios*. Tesis no publicada de Magister en ciencias de la ingeniería. Pontificia Universidad Católica de Chile.
10. Empresa Corani SAM. *Memoria Anual 2009*. Cochabamba, Bolivia.
11. Empresa Hidroeléctrica Boliviana S.A. *Memoria Anual 2009*. La Paz, Bolivia.
12. Espinoza Vásquez, L. y Jiménez Pozo, W. (2011). *Equidad en la prestación de servicios en Bolivia: Tarifa Dignidad en electricidad*.
13. Garrón, M. y Cisneros, P. (2007). *Metodologías para la determinación de precios de gas natural en la región*. OLADE.
14. Gómez D'Angelo, E. (2010). *“Tendencias y desafíos del sector eléctrico boliviano”*. Plataforma Energética.

15. Green, R. (1997). Electricity Transmisión Pricing: An International Comparison. *Utilities Policies*, 6(3).
16. Iporre Salguero, A. (2006). *Fondos de estabilización en el mercado eléctrico mayorista boliviano*. Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).
17. La Prensa de Bolivia: “Huanuni logra \$US. 40 millones de ganancia” 16/02/2011.
18. La Tercera de Chile. “Expertos prevén cuarta alza de tarifas eléctricas en el año y firmas piden subsidios permanentes”. 05/09/2010.
19. La Sociedad Industrial Energética y Comercial Andina (SYNERGIA S.A.). *Memoria Anual 2009*. La Paz, Bolivia.
20. Minera San Cristóbal: http://www.minerasancristobal.com/es/?page_id=32. 24/05/2011.
21. Molina, P. *Tarifación eléctrica chilena a nivel de distribución*. Pontificia Universidad Católica de Chile. Escuela de Ingeniería. Facultad de Ingeniería Eléctrica.
22. Pérez Arriaga, J.; Rivier, M. y Rubio, F. (1993). *Regulación de peajes de los servicios de red de transmisión*. Universidad Pontificia Comillas. Madrid.
23. República de Bolivia. “*Ley de Hidrocarburos 3058*”. (2007). La Paz, Bolivia.
24. ----- Superintendencia de Electricidad. (2007). “*Ley de Electricidad No 1604*”. *Sector Eléctrico Boliviano*. La Paz, Bolivia.
25. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) (2009). *Boletín Estadístico de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos* (YPFB).
26. ----- “Plan de Inversiones 2009-2015”.
27. Zannier, A. (2009). ¿*Es la hidroelectricidad viable en Bolivia?*”.