

Estudio de Caso N° 46

ANÁLISIS DE LAS SEÑALES ECONÓMICAS EN LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN BOLIVIA

Jorge Ríos Cueto

Esta es una versión resumida del Estudio de Caso realizado por el autor para obtener el grado de Magíster en Gestión y Políticas Públicas de la Universidad de Chile.

Agradecemos el apoyo proporcionado por la Fundación Ford y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

Agosto 2000



Universidad de Chile

Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas
Departamento de Ingeniería Industrial

Av. República 701 • Fono: (562) 678 4067 • Fax: (562) 689 4987

E-mail: mgpp@dii.uchile.cl

Sitio web: <http://www.dii.uchile.cl/mgpp/>

Casilla 86 - D, Santiago - Chile

RESUMEN EJECUTIVO

En este estudio se analizan las imperfecciones del mercado eléctrico en Bolivia y el rol regulador del Estado, plasmado en la Ley de Electricidad de 1994. Se analiza porqué, pese a esta Ley y a la vigencia del Mercado Eléctrico Mayorista, que permite la suscripción de contratos de suministros de electricidad, éstos no se han firmado, de modo que las generadoras venden toda su producción en el mercado spot. Las señales económicas emergentes de ese mercado son las que determinan los incentivos para las inversiones en generación. Se analizan las principales restricciones a la competencia que existen en el mercado eléctrico mayorista y, mediante un ejercicio de simulación, se analizan los efectos que dichas restricciones tuvieron sobre las señales económicas y la forma cómo éstas afectaron las decisiones de inversión de los agentes. Además se hace un análisis de las razones que ocasionaron que el mercado de contratos no pueda operar hasta la fecha, haciendo énfasis en las distorsiones en el precio de nodo y en la imposibilidad de poder determinar un precio para los contratos. Finalmente, se analiza la inclusión del factor "z" como política pública para paliar los efectos de las diferencias entre el precio de nodo y el precio spot y sus consecuencias en la tarifa a nivel de usuario final. Se concluye que el período de exclusividad establecido en la Ley Eléctrica, es una barrera de entrada que limitó la competencia, distorsionó las señales económicas del mercado spot, y desincentivó las inversiones en generación. El precio de nodo se calculó sistemáticamente por debajo del precio spot, lo cual generó una señal negativa para la firma de contratos, con lo cual las empresas de distribución debían comprar toda su energía y potencia en el mercado spot y venderla luego a precio de nodo. Se concluye que el precio de nodo perdió utilidad como valor de referencia, ya que mediante el factor "z", la diferencia entre el precio de nodo y el precio spot es igualmente traspasada al consumidor final. Se recomienda promover la inversión de generación nacional y extranjera en el mercado eléctrico mayorista y permitir que las empresas de distribución traspasen el valor de sus compras a precio spot directamente a los consumidores regulados.

I. INTRODUCCIÓN

En general, el uso del sistema de precios proporciona un excelente instrumento para coordinar la oferta y la demanda de cualquier bien o servicio. El precio da una señal de escasez a los consumidores y les indica cuánto deben pagar por consumir el bien o servicio en cuestión. El precio también entrega una señal a los productores acerca de cuánto pueden obtener por la venta del bien o servicio en cuestión (Haindl, 1996).

Sin embargo, cuando existen importantes imperfecciones de mercado las cualidades del precio disminuyen como portador de las señales del mercado. Bajo esas condiciones, la libre operación del mercado no garantiza la eficiencia y equidad. Por el contrario, puede implicar considerables costos de eficiencia y efectos redistributivos adversos (Bitran, 1993), por lo que se requiere de la intervención del Estado como regulador de estos mercados. El objetivo principal de la regulación es la restitución explícita de la competencia con mandatos del gobierno como principal aparato institucional para asegurar un buen desempeño de las actividades reguladas.

La regulación de mercados, por parte del Estado, se define como la administración pública del control de una actividad privada con respecto a reglas prescritas en el interés público, por tanto provee un conjunto adicional y complementario de reglas que restringen y a la vez enriquecen el rango de transacciones disponibles en la economía. (Spulber, 1989).

La sujeción a las normas regulatorias por parte de los agentes del mercado es voluntaria. Estos son libres de abandonar el mercado y dejar de someterse a ellas si consideran que son contrarias a sus intereses. Por lo tanto, para que las prescripciones señaladas en la ley se cumplan adecuadamente, deben existir señales e incentivos de modo tal que cumplir dichas normas sea de interés de las empresas.

De acuerdo con la Ley de Electricidad N° 1.604 del 21 de diciembre de 1994, los agentes del mercado eléctrico mayorista –generadores, distribuidores y consumidores no regulados– pueden optar entre vender y comprar electricidad en el mercado de contratos y/o en el mercado *spot*. En el mercado de contratos, los generadores se comprometen a suministrar una cierta cantidad de potencia y energía máxima a los distribuidores y/o consumidores no regulados, a cambio del pago de un precio libremente pactado por un determinado período que no puede ser inferior a tres años.

Pese a que la suscripción de contratos de suministro de electricidad beneficia a las partes contratantes –al reducir el riesgo de la volatilidad del precio *spot* para el distribuidor y asegurar un flujo de caja estable al generador– a más de tres años de vigencia de la Ley de Electricidad y de operación del mercado eléctrico mayorista, aún no existen contratos firmados. En este escenario, las empresas de generación venden toda su producción en el mercado *spot*. Así, las señales económicas emergentes que emergen de dicho mercado son las más relevantes para la industria eléctrica boliviana y determinan los incentivos para las inversiones en generación.

Durante el período de funcionamiento del mercado eléctrico mayorista, la demanda creció en mayor proporción que la oferta, lo que produjo déficit de potencia en horas punta y obligó a un racionamiento, mediante cortes programados, a fines de 1998 y mediados de 1999. Ello parece indicar que las señales en el mercado *spot* no fueron las adecuadas.

En tal sentido, el objetivo de este trabajo es analizar las señales económicas producidas por el mercado *spot* que llevaron a un insuficiente crecimiento de la oferta de electricidad. Asimismo, estudiar las causas que evitaron que el mercado de contratos funcione de acuerdo con lo que establece la ley y, por último, encontrar la relación entre las señales de ambos mercados para tener una mirada más amplia de las señales económicas de la industria eléctrica.

Este trabajo se organiza de la siguiente forma: en el capítulo II se describe en forma general la industria eléctrica boliviana y el mercado eléctrico mayorista. El capítulo III se divide en tres secciones: en la primera se describen las principales restricciones a la competencia que hay en el mercado eléctrico mayorista y luego, en un ejercicio, se analizan los efectos que dichas restricciones ejercieron sobre las señales económicas y la forma cómo las últimas afectaron las decisiones de inversión de los agentes. En la segunda sección del capítulo III se analizan las razones que explican que el mercado de contratos hasta la fecha todavía no opere, enfatizando las distorsiones en el precio de nodo y en la imposibilidad de determinar un precio para los contratos. Por último, en la tercera sección se analiza la inclusión del factor “Z” como política pública para paliar los efectos de las diferencias entre el precio de nodo y el precio *spot*, y sus consecuencias en las tarifas al usuario final. En el capítulo IV se presentan las principales conclusiones y algunas recomendaciones emergentes del análisis.

II. LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN BOLIVIA

1. EL SISTEMA ELÉCTRICO BOLIVIANO BAJO LA NUEVA LEY DE ELECTRICIDAD

A. La capitalización de ENDE

En 1994 el gobierno de Bolivia, encabezado por el Presidente Gonzalo Sánchez de Lozada, llevó a cabo exitosamente el proceso de capitalización de las empresas del Estado. Para este efecto se promulgó la Ley Marco de Capitalización, N° 1.544 del 21 de marzo de 1994. Esta sentó las bases para la capitalización de las principales empresas públicas y sociedades de economía mixta de Bolivia, incluyendo la Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDE).

Según lo dispuesto por la Ley N° 1.544, el Ministerio de Capitalización convocó a licitación pública internacional para adjudicar las acciones de suscripción, previo reconocimiento de la personalidad jurídica de las empresas generadoras resultantes de la división de ENDE: Empresa Valle Hermoso S.A.M., Empresa Guaracachi S.A.M. y Empresa Corani S.A.M. La parte correspondiente a la transmisión se excluyó del proceso de capitalización y se privatizó en 1997. La adjudicación de las acciones emitidas para la capitalización de las tres empresas, de acuerdo con la propuesta económica más alta, es la siguiente:

CUADRO 1: EMPRESAS GENERADORAS CAPITALIZADAS

EMPRESA	SOCIO CAPITALIZADOR	MONTO (EN MUS\$)
Corani S.A.M.	Dominion Energy	58.796.3
Guaracachi S.A.M	Energy Initiatives	47.131.0
Valle Hermoso S.A.M.	Constellation Energy	33.921.1

FUENTE: MINISTERIO DE CAPITALIZACIÓN, 1996.

Según la modalidad adoptada, el socio capitalizador debía entregar el valor de adjudicación en forma de activos líquidos. El 90 % debía invertirse en generación, en un plazo máximo de siete años, y el 10% sería utilizado como capital de operaciones.

B. Marco regulatorio y legal

La Superintendencia de Electricidad es el organismo con jurisdicción nacional que cumple la función de regulación de las actividades de la industria eléctrica. La máxima autoridad ejecutiva es el Superintendente de Electricidad, cuya forma de designación la establece la Ley N° 1.600, Sistema de Regulación Sectorial, del 28 de octubre de 1994.

El marco legal del mercado eléctrico boliviano está formado por la Ley N°1.604 del 21 de diciembre de 1994, y los reglamentos promulgados por DS. N° 24.043 del 28 de junio de 1995. Estas normas legales entraron en vigencia en enero de 1996 con la designación del primer Superintendente de Electricidad.

2. ORGANIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

En Bolivia existen tres tipos de sistemas eléctricos. El más importante es el Sistema Interconectado Nacional, SIN, luego están los sistemas aislados y los autoprodutores.

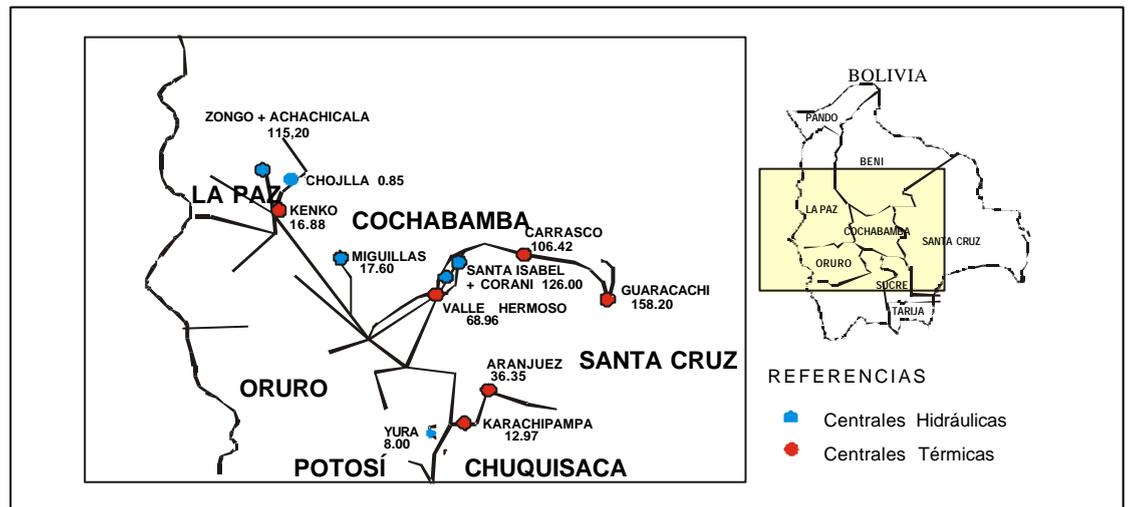
Los sistemas aislados atienden demandas entre 8 MW y 1 MW y son los subsistemas de Tarija, Cobija, Villamontes, atendidos por ENDE; Camargo, Riberalta, Camiri y otros atendidos por instituciones con demandas inferiores a 1 MW, diseminadas en todo el país. La capacidad instalada de los sistemas aislados es de aproximadamente 67 MW, compuesta de la siguiente manera: en Tarija hidro y termoeléctrica a gas natural; en Cobija, Trinidad y Camargo, termoeléctrica a diesel, y en Camiri y Villamontes, termoeléctrica a gas natural.

Los principales autoprodutores son YPFB que tiene energía eléctrica como subproducto de sus refinerías de Palmasola y Valle Hermoso; los ingenios azucareros en Santa Cruz y Tarija, donde la energía eléctrica también es un subproducto, y finalmente Comibol que posee centrales hidroeléctricas conectadas a la red de transmisión del SIN. Otros autoprodutores menores son las empresas mineras privadas, los aserraderos, etc. En 1992 se estimaba que la capacidad de producción de los autoprodutores alcanzó los 108 MW y hasta la fecha no han existido informes de nuevas adiciones. Las centrales

de generación que pertenecían a la Comibol están siendo transferidas al sector privado y paulatinamente incorporadas al SIN.

El SIN es un sistema de interconexión de las plantas generadoras. En su interior se realiza la venta e intercambio de energía y potencia entre las empresas. El SIN se ubica geográficamente en la parte central del país cubriendo de sur a norte desde Tupiza, en el departamento de Potosí, hasta Mina Matilde en La Paz, y de este a oeste, desde la población Eucaliptus, en el departamento de Oruro, hasta Mina los Angeles.

MAPA SINÓPTICO DEL SIN



FUENTE: SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD.

Como se puede ver en el mapa sinóptico, la red de interconexión se concentra en cuatro zonas importantes que corresponden a los centros de mayor demanda de electricidad: la zona norte que abarca a las ciudades de La Paz, El Alto y Oruro; la zona central donde se ubica Cochabamba, centro agrícola y comercial de Bolivia; la zona sur que comprende a los departamentos de Potosí y Chuquisaca con una actividad económica fuertemente concentrada en la minería, y en el oriente, el Departamento de Santa Cruz, el de mayor crecimiento económico de Bolivia y uno de los centros de consumo de electricidad más importantes.

3. EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA, MEM

El MEM físicamente comprende a las líneas de alta tensión, incluidas las correspondientes subestaciones que se encuentran en el SIN. Los agentes que participan en este mercado son, por el lado de la oferta, las empresas de generación que venden energía y potencia y la empresa de transmisión, cuya actividad principal es el transporte de potencia desde los nodos de entrega hasta los nodos de retiro. Por el lado de la demanda, están las empresas de distribución y los consumidores no regulados: las primeras compran energía y potencia en este mercado para luego distribuirlas a los consumidores regulados. Un resumen de tal estructura figura en el Cuadro N° 2:

CUADRO 2: ESTRUCTURA DEL MEM

GENERACIÓN	TRANSMISIÓN	DISTRIBUCIÓN	CONSUMO
Guaracachi	Transportadora De Electricidad (TDE)	CRE	Santa Cruz
Corani		Elfec	Cochabamba
Valle Hermoso		Sepssa	Potosí
Cobbe		Sessa	Sucre
		Elfeo	Oruro
		Electropaz	La Paz

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

A. La coordinación del mercado eléctrico

La coordinación de la operación técnica y administración del mercado la realiza el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), integrado por cinco miembros titulares que representan a las empresas de distribución, las empresas de generación, la (s) empresa (s) de transmisión, los consumidores no regulados y la Superintendencia de Electricidad. Cada miembro titular del CNDC tiene un suplente que lo sustituye en caso de ausencia o impedimento. El representante de la Superintendencia ejerce la presidencia

del CNDC, con derecho a voz y sólo puede votar en caso de empate. Los restantes miembros tienen derecho a voz y a voto y sus resoluciones se aprueban por mayoría. De acuerdo con el artículo 19 de la Ley de Electricidad, el CNDC tiene entre sus funciones:

- La planificación de las operaciones diarias del SIN.
- La realización de los despachos de carga.
- La determinación de la potencia de punta disponible de las generadoras.
- El cálculo de los precios de nodo.
- La valoración horaria de la potencia y energía inyectada y retirada en los diferentes nodos de inyección y retiro del SIN a fin de poder establecer con absoluta precisión qué distribuidora le debe a que generadora y cuánto.
- La planificación y los despachos a costo mínimo; es decir, siguiendo la regla de decisión de un mercado competitivo de precio igual al costo marginal, aunque corregidos por las pérdidas en transmisión y limitaciones en la disponibilidad de capacidad.

B. La generación de electricidad

La generación de energía en Bolivia se realiza dentro un sistema hidro-térmico, con embalse de regulación anual en torno a la represa de Corani, que aguas abajo abastece de agua a dos centrales hidroeléctricas: Corani y Santa Isabel.

La oferta de generación se distribuye en plantas hidroeléctricas de pasada (19%), de embalse (21%) y termoeléctricas a gas natural (60%). La última central en incorporarse al sistema fue Carrasco, que cuenta con las unidades de tecnología más avanzada que operan con gas natural y tiene la posibilidad de ampliarse a ciclo combinado, en una segunda etapa, prevista para fines de 1999. Por su parte, la central Aranjuez tiene las unidades más antiguas de origen térmico, máquinas "dual-fuel" que operan a diesel y son las más ineficientes del sistema al presentar el mayor costo marginal. Varios de estos equipos están programados para ser desmantelados y sacados de servicio.

CUADRO 3: PARQUE GENERADOR A FINES DE 1998

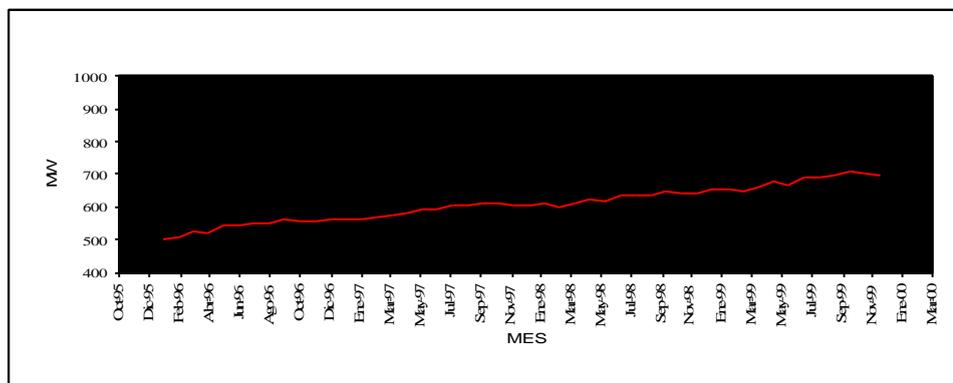
CENTRAL	EMPRESA	AÑO DE ENTRADA	TIPO	Nº DE UNIDADES	CAPACIDAD EFECTIVA (MW)
Achachicala	Cobee	1909	Hidro pasada	3	3,9
Zongo	Cobee	1909-1998	Hidro pasada	20	147,4
Miguillas	Cobee	1931-1958	Hidro pasada	8	19,0
Corani	Corani	1967-1980	Hidro embalse	4	54,0
Santa Isabel	Corani	1973-1983	Hidro embalse	4	72,0
Chojlla	Hidrobol	1998	Hidro	2	1,0
Yura	Río Eléctrico	-	Hidro	5	9,0
Total hidroeléctricas				43	306,3
Guaracachi (25º C)	Guaracachi	1974-1992	Turbina a gas	8	168,2
Aranjuez (15º C)	Guaracachi	1974-1992	Turbina a gas	1	18,6
Aranjuez (15º C)	Guaracachi	1974-1992	Dual-fuel	7	18,9
Karachipampa (9º C)	Guaracachi	1982	Turbina a gas	1	14,3
Carrasco (25º C)	V. Hermoso	1996	Turbina a gas	2	111,9
V. Hermoso (17º C)	V. Hermoso	1991-1993	Turbina a gas	4	74,6
Kenko (10º C)	Cobee	1995	Turbina a gas	2	17,6
Total termoeléctricas				25	424,1
Total				68	730,4

FUENTE: DIRECCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA- SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD.

a. Caracterización de la potencia de punta y demanda máxima

Las inversiones realizadas no son suficientes para permitir holgura en el período de punta y deben ingresar plantas con altos costos de operación. El déficit de potencia en el período de punta, como se observa en el Gráfico N° 1, puede ocasionar racionamiento.

GRÁFICO 1: OFERTA-DEMANDA EN EL SIN



FUENTE: DIRECCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA, SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD.

Los incrementos en la capacidad de generación que muestra el Gráfico N° 1, corresponden a la entrada de la central termoeléctrica de Carrasco y al aumento en la capacidad de generación de las centrales hidroeléctricas de pasada de Cobee-BPCo. La central Santa Cruz figura solamente a modo indicativo, ya que aún no está en operación y se prevé su ingreso al despacho para los primeros meses de 2000.

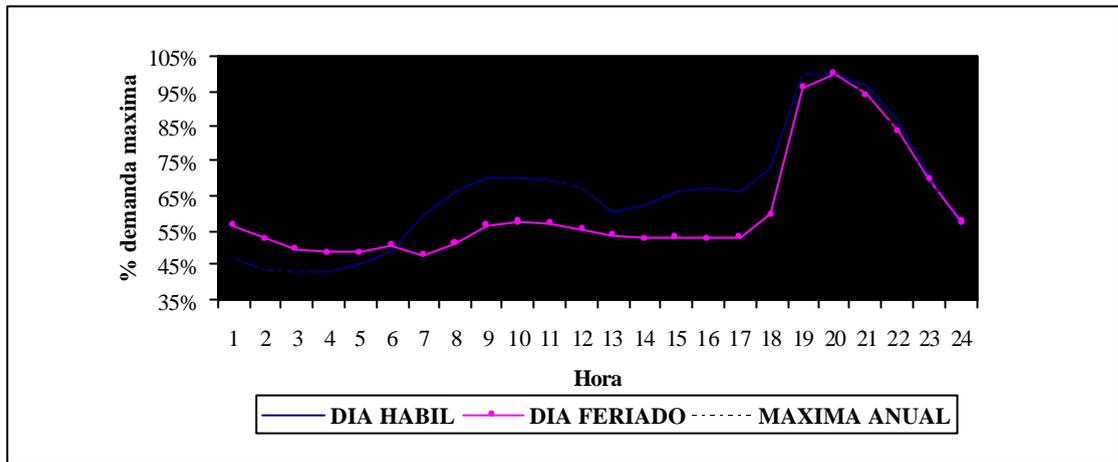
C. Demanda por electricidad

La demanda en el SIN comprende, aproximadamente, un tercio del área de La Paz, un tercio del área de Santa Cruz y el resto se distribuye entre Cochabamba, Oruro, Chuquisaca y Potosí. El consumo de energía eléctrica tiene dos tipos de variaciones, una horaria a lo largo del día; y la otra estacional, en función del clima anual. También hay que tomar en cuenta la demanda de energía eléctrica, según el tipo de consumidor (residencial, general, industrial, minera, alumbrado público y otros).

a. Caracterización de la carga

La carga surge de los requerimientos de energía y potencia. Estas últimas presentan una variabilidad en el tiempo y determinan mayores o menores concentraciones en períodos horarios, semanales o estacionales. El conocimiento de la caracterización de la carga es importante en la asignación de costos para atender la demanda temporal, pues en períodos de demanda punta se puede requerir la habilitación de equipos adicionales y mayor producción. Como se puede observar en el Gráfico N° 2, la hora de mayor carga eléctrica se ubica entre las 19 y las 20 horas, y no ha cambiado desde 1990. Asimismo, se puede advertir la diferencia entre el consumo de un día laboral frente a un día festivo.

GRÁFICO 2: CURVA DE CARGA



FUENTE: DIRECCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA, SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD.

El comportamiento de la carga también varía en función de la temperatura ambiente y la estación del año. La carga tiene una relación directa con la temperatura en los departamentos de Santa Cruz y Cochabamba, lo que significa que a mayor temperatura, mayor consumo eléctrico en particular para uso de aire acondicionado y sistemas eléctricos de refrigeración. En cambio, en La Paz y el occidente del país el comportamiento de la carga tiene una relación inversa con la temperatura ambiente debido, en este caso, al uso doméstico de equipos de calefacción.

D. La transmisión de electricidad

La Ley de Electricidad considera el transporte de electricidad como un servicio público y protege el acceso abierto e irrestricto a la red de interconexión a todas las empresas que posean licencias para el ejercicio de la industria eléctrica. También prohíbe explícitamente que la empresa transportadora se involucre en la compra y venta de electricidad. La empresa privada transnacional, Transportadora de Electricidad (TDE), está a cargo de la transmisión, y pertenece a Unión Fenosa de España.

La remuneración anual por el uso de las instalaciones de transmisión la aprueba la Superintendencia de Electricidad sobre la base de la valoración del sistema

económicamente adaptado de transmisión, el cual debe ser cubierto mediante el ingreso tarifario. Este corresponde a la valoración de las pérdidas marginales por transmisión en la red de interconexión y la diferencia pagada mediante peajes, aprobados por la Superintendencia para cada tramo. Dicho peaje se carga a los agentes sobre el valor de su potencia firme, en el caso de los generadores, y de su demanda máxima en el caso de los distribuidores. Las instalaciones sobre las que se aplican los peajes a cada agente se distribuyen según el método de áreas de influencia.

4. SISTEMAS DE PRECIOS

En el mercado eléctrico mayorista se remuneran tres bienes o servicios: la energía, la potencia y la transmisión. Las transacciones de energía y potencia pueden realizarse en dos mercados paralelos, el mercado de contratos y el mercado *spot*.

A. Mercado *spot*

La Ley de Electricidad define como mercado *spot* al mercado instantáneo donde se transa energía y potencia. Participan en él todos los agentes del mercado eléctrico mayorista. La remuneración en este mercado corresponde al sistema de determinación de precios a costo marginal. En la práctica, se considera como costo marginal de suministro para un momento determinado (hora), al costo de operación de la unidad más cara que esté en operación y que haya sido despachada en condiciones normales. Por razones de seguridad de áreas existen unidades que se despachan como “unidades forzadas”, no se consideran para marcar precio y se remuneran individualmente de acuerdo con su costo medio de operación.

a. Remuneración por energía

De acuerdo con el artículo 63 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico, la remuneración por energía para cada central generadora es calculada, por el CNDC, al

finalizar el mes como la integración de la potencia horaria ¹ inyectada al SIN, multiplicada por el costo marginal de corto plazo de la energía horaria en el nodo. El costo marginal de corto plazo de la energía horaria, para cada nodo del SIN, es el costo marginal de corto plazo de energía a esa hora para todo el sistema, multiplicada por el factor de pérdidas de energía correspondiente al nodo.

La energía inyectada al sistema por cada central generadora corresponde a la que resulta del Despacho Económico de Carga del STI en tiempo real, cuya administración es responsabilidad de la Unidad Operativa del CNDC y está reglamentada por los artículos 42 al 51 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico.

b. Remuneración por potencia

La potencia de punta se remunera a las centrales generadoras sobre la base de la potencia capaz de aportar en la hora punta al sistema. Esta última se define como la hora punta anual prevista para un año seco y para una determinada disponibilidad del conjunto de las centrales termoeléctricas (potencia firme). El cálculo de la potencia firme se reglamenta por separado para centrales termoeléctricas e hidroeléctricas.

Para cada año, una vez transcurrido el período de punta, se recalculan las potencias firmes sobre la base de la energía demandada y potencias de punta reales registradas en el mercado, y se reliquidan las transacciones correspondientes al período mayo-octubre, pues la potencia de punta del sistema se registra al terminar dicho período. Por su parte, las transacciones del período noviembre-abril corresponden a las transferencias reales de potencia firme. La remuneración por potencia firme a cada central se realiza considerando el precio de nodo de la potencia de punta y el descuento correspondiente a la indisponibilidad. El precio básico de la potencia de punta para cada nodo es aquel que resulta de multiplicar el precio básico de potencia por el factor de pérdidas de potencia.

¹ Corresponde a la integración de la potencia leída cada 15 minutos por los lectores DR11.

B. Mercado de contratos

Se refiere a los contratos privados que establecen el compromiso de suministro de energía y potencia de los generadores a consumidores no regulados y a otros generadores, a cambio de una remuneración sobre la base de precios libremente pactados. Al respecto, la Ley de Electricidad señala que un generador podrá comprometer en contratos la venta de la suma de su potencia firme, la contratada con otros generadores y la que adquiera en el mercado *spot*. Las empresas de distribución deben comprar mediante contratos al menos el 80% de la potencia de punta bajo su responsabilidad en su zona de concesión. Todos estos contratos se pactan libremente en relación con precios y cantidades de demanda máxima de energía y potencia de punta.

C. El precio de nodo

El precio de nodo es un precio de referencia calculado² por el CNDC y aprobado por la Superintendencia de Electricidad semestralmente y de manera coincidente con el año hidrológico (períodos abril-octubre y noviembre-mayo de cada año). Este precio determina el valor máximo al cual el distribuidor puede transferir la electricidad al usuario final y es una referencia obligada para los contratos de suministro entre generadores y distribuidores en el mercado de contratos.

² El método de cálculo se detalla formalmente en el Reglamento de Operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista. En la práctica, se realiza mediante dos modelos, uno de programación dinámica estocástica que da el despacho a costo mínimo, y otro de flujos de carga para las simulaciones de flujos de potencia.

III. ANÁLISIS DE LAS SEÑALES ECONÓMICAS

De acuerdo con la Ley de Electricidad, los generadores, distribuidores y consumidores no regulados, pueden optar entre vender y comprar electricidad en el mercado de contratos y/o en el mercado *spot*. La operación de ambos genera señales económicas. En un mercado competitivo esta señal se centra, por lo general, en torno al precio del bien, mientras que en mercados regulados las señales consideran, además, las impuestas por el regulador. Tales señales son percibidas por las empresas que las utilizan para tomar decisiones de inversión en la industria de la electricidad.

Durante el período de funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), la demanda creció en mayor proporción que la oferta, lo que produjo déficit de potencia en horas punta y obligó a un racionamiento mediante cortes programados, a fines de 1998 y mediados de 1999. En este capítulo se analizarán las señales producidas en este mercado que desincentivaron las inversiones en generación.

En primer lugar, se analizarán las señales surgidas a raíz de las restricciones existentes en el mercado *spot* y luego se examinará el mercado de contratos y las razones por las cuales, hasta el momento, no ha podido entrar en funcionamiento.

1. EL MERCADO SPOT Y LAS INVERSIONES DE LARGO PLAZO

A. Restricciones en el MEM

Existen dos importantes restricciones en el MEM: una barrera legal a la entrada de nuevas empresas generadoras y una restricción técnica en la red de transmisión e interconexión del sistema. Ambas han producido efectos adversos para la libre competencia porque se restringe la entrada de nuevos competidores al mercado y porque se deben operar unidades generadoras forzadas fuera del despacho económico.

a. Limitación temporal al otorgamiento de nuevas licencias de generación

Con el objetivo de optimizar el proceso de capitalización de ENDE, ya descrito, y otorgar seguridad a las inversiones comprometidas por las empresas capitalizadoras, se creó un período de exclusividad donde sólo se pueden otorgar nuevas licencias de generación a las empresas privadas que hasta la fecha de capitalización ejercían la actividad de generación en la industria eléctrica (la única en esta categoría es Cobee-BPCo) y a las empresas resultantes de la capitalización de ENDE. Dicho período culmina el 31 de diciembre de 1999. Sin embargo, de acuerdo con el artículo 70 de La Ley de Electricidad, la Superintendencia puede modificar dicha limitación si demuestra que la proyección de la demanda de electricidad no está adecuadamente satisfecha, aspecto que hasta el momento no ha sido considerado por la Superintendencia.

Además, el artículo 70 de la Ley de Electricidad permite que la Superintendencia otorgue licencias de generación durante el período de exclusividad a empresas que tengan proyectos de generación que no excedan el 3% (en términos individuales) y el 10% (en términos agregados) de la potencia instalada en el SIN. Esta cláusula fue aprovechada únicamente por la Empresa Hidrobol, que instaló una pequeña planta hidroeléctrica en La Chojlla, para abastecer a las poblaciones aledañas a la zona de Los Yungas (Departamento de La Paz).

b. Restricción en la operación de la red de transmisión y la seguridad de áreas

Por la conformación del sistema eléctrico boliviano, y debido a las características geográficas, la red de transmisión e interconexión del SIN enfrenta el problema de la seguridad de áreas. Este surge debido a los elevados costos originados por la ocurrencia de fallas en una línea que interconecta dos áreas, lo que hace aconsejable un esquema de operación que restrinja la transmisión por debajo del nivel económico de la línea, a una carga tal que limite la profundidad de la falla en el área que recibe la energía.

Por la seguridad del área de Santa Cruz, la línea que interconecta al nodo Guaracachi (punto de retiro de la Distribuidora CRE con el resto del sistema) debe operar por debajo de su capacidad porque atraviesa una zona húmeda (zona tropical de monte húmedo) que la hace muy vulnerable a fallas por descarga a tierra (efecto arco), producto de la conductividad del ambiente húmedo y la presencia de tormentas eléctricas continuas en la zona. Por la proporción de la carga comprometida en una probable caída de la línea (a carga plena) respecto de la cantidad total de la potencia transmitida por la red, la salida de servicio de esta línea comprometería fácilmente la estabilidad de casi todo el SIN, ya que el desbalance entre la oferta y la demanda ocasionado sería muy grande. El nodo Guaracachi es el punto de conexión de la demanda de Santa Cruz con el SIN y los retiros de este nodo son aproximadamente un 35% del total del sistema.

c. Forzamiento de unidades de generación en áreas restringidas

En circunstancias donde la seguridad de áreas se ve comprometida y puede provocar una grave inestabilidad en el resto del sistema, la red debe operar de manera que se minimice el efecto del área sobre el sistema en su conjunto. Existen dos métodos recomendados (Agurto, 1996) para administrar la seguridad de áreas: El forzamiento de unidades y el manejo de la transmisión a potencia constante. En Bolivia se aplica el primero y consiste en lo siguiente: se despachan, a carga constante y con holgura de potencia para absorber en parte una salida de la línea, las unidades que se encuentran en el área local (unidades de la central Guaracachi) necesarias para cubrir el déficit entre la demanda y la cantidad que es posible transmitir por la línea con restricción.

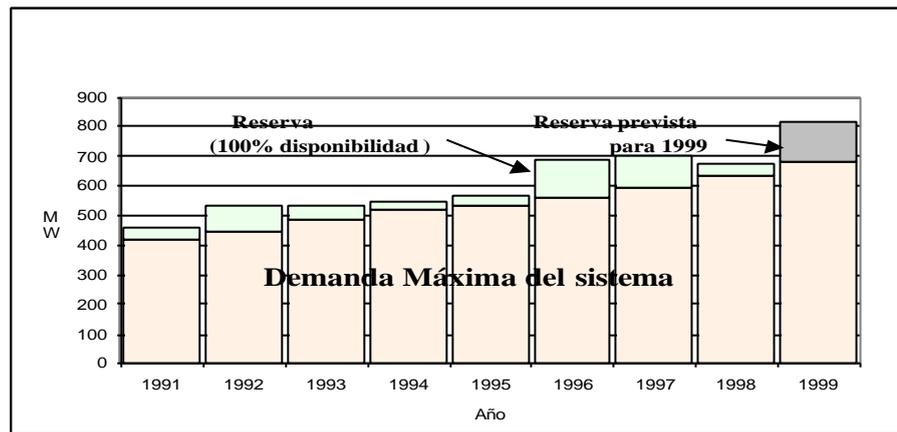
En un despacho forzado, las unidades locales son despachadas por razones que no se relacionan con el despacho económico, de modo que su costo marginal es superior al precio de nodo de ese momento. Por lo tanto, durante el tiempo que permanecen forzadas, estas unidades no se consideran para determinar el precio en el mercado *spot*, lo que no impide que sí lo hagan en otro momento, es decir, cuando el sistema las requiera en despacho libre. Las unidades forzadas se remuneran a su costo medio independientemente del valor del precio *spot*.

B. Restricciones sobre decisiones de inversión en generación en el SIN

a. Evolución de la capacidad de reserva en la punta

En 1998, el total de la capacidad efectiva instalada superó en sólo 6% a la demanda máxima coincidente registrada en generación, debido a la prolongada salida de servicio de la Central Hidroeléctrica Chururaqui³ de 24 MW, a raíz de las lluvias excesivas y consecuentes crecidas del río Zongo. En el Gráfico N° 3 se observa la evolución de la demanda de punta del sistema para el período 1991-1999. Se incluye la reserva de capacidad existente que resultaría si el 100% de la generación estuviese disponible.

GRÁFICO 3: POTENCIA EFECTIVA VS. DEMANDA EFECTIVA



FUENTE: MERCADOS ENERGÉTICOS, "EVALUACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA BOLIVIANO", 1999.

Con un nivel de reserva tan bajo y tomando en cuenta que se requiere un margen rotante de al menos 10% para la regulación de frecuencia, el último período se caracterizó por una falta de oferta para cubrir el requerimiento de punta. El déficit se cubrió parcialmente con gestión voluntaria de demanda llevada a cabo por los distribuidores, y en algunos casos fue necesario aplicar reducciones de tensión y/o cortes programados.

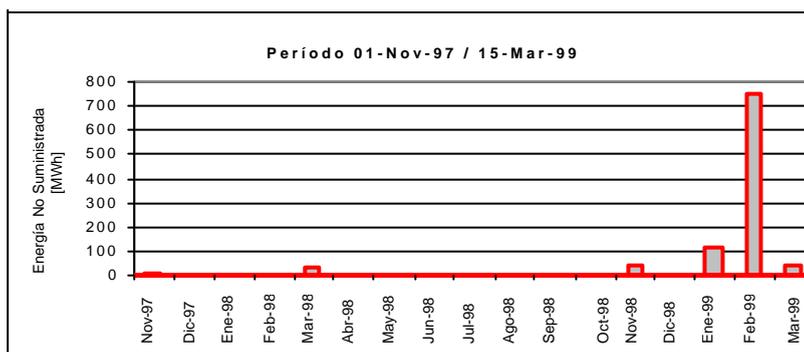
Entre noviembre de 1997 y marzo de 1999, la energía no suministrada se presentó sistemáticamente en los horarios de máxima demanda (principalmente entre las 19 y las

³ Central hidroeléctrica de pasada, propiedad de Cobee-BPCo, y que abastece a La Paz.

21 horas). Asimismo, la mayor cantidad de racionamientos se observó en el período enero-marzo de 1999, lo que evidencia una reducción de la reserva de capacidad de generación en el sistema eléctrico. Nótese la concentración del déficit de potencia de punta en los últimos meses del período de exclusividad otorgado a las empresas de generación al momento de la capitalización.

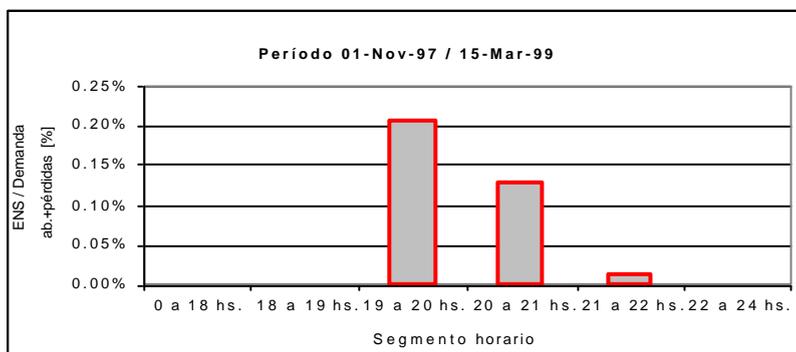
En los gráficos N° 4 y N° 5 se indican las cantidades mensuales de demanda no abastecida por regulación de tensión, desconexión manual y actuación de dispositivos automáticos de corte. Además, se indica el porcentaje que representa esta energía respecto del total de la energía generada para cada segmento horario, lo que muestra la distribución horaria del racionamiento.

GRÁFICO 4: ENERGÍA NO SUMINISTRADA: DISTRIBUCIÓN MENSUAL



FUENTE: MERCADOS ENERGÉTICOS, "EVALUACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA BOLIVIANO", 1999.

GRÁFICO 5: ENERGÍA NO SUMINISTRADA: DISTRIBUCIÓN HORARIA



NOTA: ENS = ENERGÍA NO SUMINISTRADA

FUENTE: MERCADOS ENERGÉTICOS, "EVALUACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA BOLIVIANO".1999.

b. El mercado spot y los incentivos para inversiones en generación

Ante la ausencia de contratos de suministro entre las empresas de generación y las distribuidoras, las empresas de generación venden toda su producción en el mercado *spot*. La producción de cada unidad generadora se determina centralmente en el despacho económico y se realiza por orden de mérito, de modo que en el corto plazo las empresas generadoras no pueden decidir de manera unilateral la cantidad que desean producir. Asimismo, el precio que reciben como remuneración –precio *spot* en cada instante (cuando son convocadas y mientras permanecen despachadas)– las convierte en tomadoras de precio en el corto plazo.

De esta forma, la manera de incrementar las utilidades en el largo plazo es mediante la incorporación de nuevas unidades que tengan costos marginales lo suficientemente bajos como para ser despachadas durante un período más largo en cada bloque horario, de modo que la diferencia respecto del precio *spot* sea la mayor posible. Sin embargo, cuando una nueva unidad de generación se incorpora al sistema, altera la composición oferta-demanda e incrementa la capacidad de reserva. Lo anterior modifica el orden de mérito y desplaza hacia los bloques siguientes, hacia la reserva en frío o incluso fuera del sistema a las unidades con costo marginal de generación superior al de la unidad entrante. La magnitud del desplazamiento depende de cuánto se altere la capacidad de reserva.

Esta externalidad afecta a todas las unidades en operación, incluso a las que son propiedad de una misma empresa. De esta forma, cuando una empresa con centrales generadoras en operación invierte en una nueva unidad, el incremento neto en su utilidad estará dado por los ingresos generados por la unidad entrante, menos los ingresos que deja de percibir al desplazar a sus otras unidades de generación, y por la posible reducción del precio *spot*.

Debido a la barrera de entrada que introdujo la Ley de Electricidad (período de exclusividad), el efecto señalado anteriormente desincentivó las inversiones en generación o, mejor dicho, la incorporación de nuevas unidades al sistema. Hay que hacer notar que si bien las empresas capitalizadas invirtieron en generación nueva, las fechas de ingreso de sus nuevas centrales se postergaron constantemente. Mediante un cálculo aproximado de los excedentes en generación de cada empresa, dado por la suma de las

diferencias esperadas entre el precio *spot* y los costos marginales de sus unidades, demostramos la proposición anterior tomando en cuenta los siguientes supuestos:

En primer lugar, se supone que las nuevas incorporaciones corresponden a nueva generación térmica a gas. Por lo tanto, las centrales de generación hidroeléctrica no se ven afectadas en el orden de mérito del despacho.

Se consideró sólo el cálculo del excedente esperado de energía. Por lo tanto, no se incluyeron los ingresos por potencia. El excedente esperado por ventas de energía para cada empresa se calculó utilizando la siguiente fórmula:

$\sum_j \sum_{t=1} [P^s_t - Cmg_{t,j}] \alpha_{t,j}$ Donde: α es la probabilidad de excedencia; es decir, la probabilidad con la cual el precio *spot* es igual o mayor al costo marginal de cada unidad generadora. **Cmg** es el costo marginal, **P^s** es el precio *spot*, el subíndice **t** representa el período, y el subíndice **j** denota la j-ésima unidad de propiedad de la empresa.

Para simplificar, se tomaron sólo tres bloques horarios (base, semibase y punta), en lugar de toda la curva de carga, y se consideró un solo precio *spot* por bloque. El precio *spot*, para cada bloque horario, se mide en dólares americanos por megavatio hora; el precio máximo registrado se atribuye a la entrada al despacho de alguna de las unidades dual-fuel de la central Aranjuez⁴. El precio máximo varía en un rango que va desde 40 US\$/MWh hasta 69 US\$/MWh, en virtud a la carga con la que ingresan las unidades de dicha central en la punta.

Los costos marginales por unidad generadora para cada bloque horario se extrajeron de los resultados de un modelo de simulación semanal de un año hidrológico (31 de noviembre de 1998-octubre de 1999) realizado por el CNDC al momento de calcular los precios de nodo para el período noviembre 1998-abril 1999. Dicho modelo incluye la incorporación (teórica) de las unidades GCH 9 y GCH 10 a la central Guaracachi, en el último cuatrimestre del período que abarca la simulación.

Los costos marginales de la nueva central, incorporada en el ejercicio por empresa Valle Hermoso, difieren de los correspondientes a las unidades nuevas en Guaracachi (GCH 9 y GCH10), debido a que para los primeros se consideraron los costos marginales

⁴ Este precio no se considera dentro del período de punta porque no es frecuente que dichas unidades se incluyan en el despacho, salvo una carencia de potencia o si alguna unidad no está disponible en la punta.

iguales al precio *spot* del bloque horario de base, y para los segundos se tomaron los resultados del modelo de simulación ya citado. Esta diferencia se hizo para capturar de alguna manera las diferencias en las condiciones de temperatura y presión de los lugares donde se espera que se instalen estas unidades.

Para poder realizar comparaciones entre escenarios, y debido a que se cuenta sólo con una simulación, es necesario considerar otros supuestos acerca del comportamiento de la demanda y la oferta:

Se suponen dos períodos iguales, de seis meses, el primero comprendido entre noviembre 1997-abril 1998, y el segundo entre noviembre 1998-abril 1999 (época lluviosa) para evitar distorsiones por efecto de la hidrología. Se consideran tres escenarios: el primero corresponde al período noviembre 1997-abril 1998, que será la base para realizar las comparaciones de los resultados. El escenario 2, período noviembre 1998-abril de 1999, no considera adición de oferta. El tercero toma en cuenta la incorporación de una nueva central de generación de 110 MW de potencia.

Se asume que el crecimiento de la oferta, producto de la incorporación de nuevas unidades al sistema, es mayor al crecimiento de la demanda en el mismo período, de modo que en el escenario 2 –que considera la incorporación de la nueva central– el precio *spot* se mantiene igual o incluso puede ser menor al observado en el período anterior. Para simplificar el ejercicio, se asume que se mantiene al mismo nivel del período anterior. Cabe señalar que el crecimiento de la demanda entre ambos períodos fue de aproximadamente un 7,5% (promedio de crecimiento anual) y el incremento en la oferta por la adición de capacidad de generación de la central teórica es de aproximadamente un 13%.

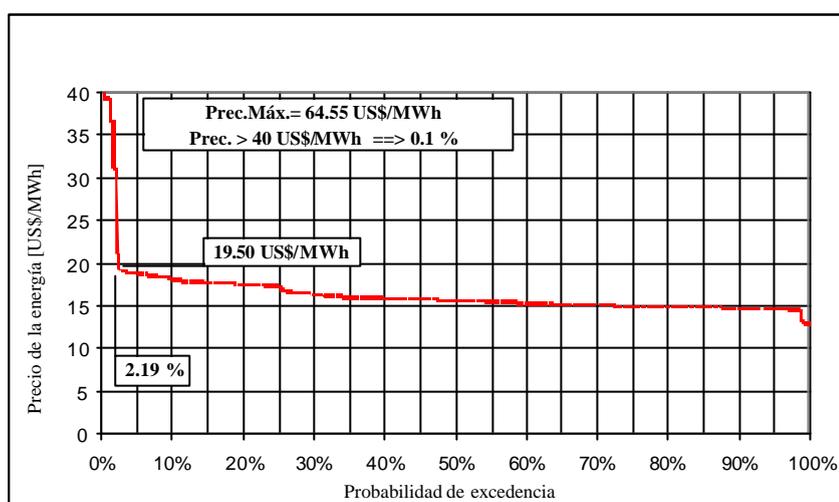
Para obtener el “excedente esperado” en cada escenario, se procedió de la siguiente manera: el valor obtenido de la aplicación de la fórmula de cálculo ya indicada, se lo multiplicó por la potencia efectiva⁵ de cada unidad generadora y por el número de horas totales. Dado que se consideraron períodos semestrales, dicho valor es de 4.380 (horas).

⁵ *Porque los efectos en la cantidad generada, debido a cambios en la demanda, ya son captados por la probabilidad de excedencia.*

ESCENARIO 1

Se calculó el excedente esperado de los ingresos por energía para cada unidad de generación en el período noviembre 1997-abril 1998, aplicando la fórmula ya señalada. Para calcular la probabilidad de excedencia del precio *spot* en cada bloque, se usó la curva de duración de precios correspondiente a este período.

GRÁFICO 6: CURVA DE DURACIÓN DE PRECIOS DE ENERGÍA (PERÍODO NOVIEMBRE 1997-ABRIL 1998)



FUENTE: MERCADOS ENERGÉTICOS, "EVALUACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA BOLIVIANO". 1999.

Los precios *spot* y las probabilidades de excedencia para este escenario son:

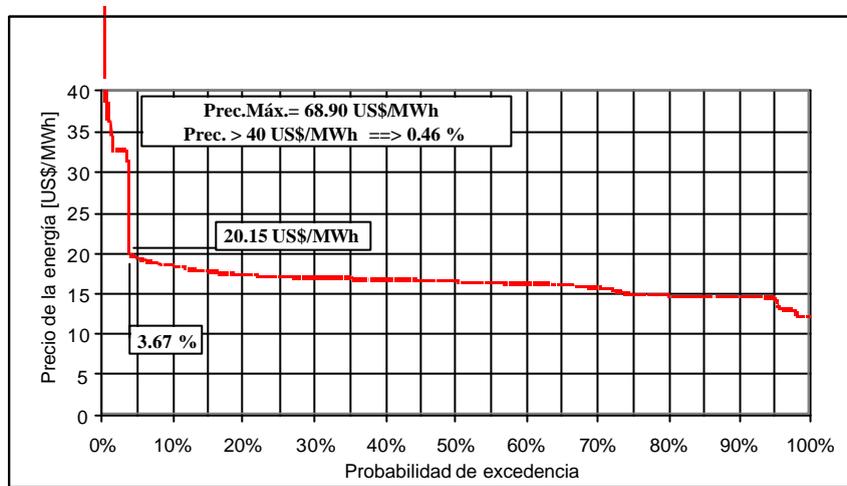
CUADRO 4: DATOS PARA EL ESCENARIO 1

	PRECIO SPOT DE REFERENCIA	PROBABILIDAD DE EXCEDENCIA
Base	14,50	100%
Semibase	15,05	64%
Punta	19,50	2,19%
Máximo (reserva)	64,55	0,1%

ESCENARIO 2

Al igual que en el caso anterior, aplicamos la fórmula para calcular el excedente esperado de los ingresos por energía, pero esta vez, la probabilidad de excedencia del precio *spot* en cada bloque se extrae de la curva de duración de precios correspondiente al período noviembre 1998-abril 1999. Este escenario no considera ninguna adición de capacidad al sistema.

GRÁFICO 7: CURVA DE DURACIÓN DE PRECIOS DE LA ENERGÍA (PERÍODO NOVIEMBRE 1998-ABRIL 1999)



FUENTE: MERCADOS ENERGÉTICOS, "EVALUACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA BOLIVIANO". 1999.

Los precios *spot* y las probabilidades de excedencia para este escenario son:

CUADRO 5: DATOS PARA EL ESCENARIO 2

	PRECIO SPOT DE REFERENCIA	PROBABILIDAD DE EXCEDENCIA
Base	14,50	100%
Semibase	15,05	73%
Punta	20,15	3,67%
Máximo (reserva)	68,9	0,46%

ESCENARIO 3

El tercer escenario considera la incorporación de una nueva central con una potencia efectiva de 110 MW. En virtud del supuesto de que el desplazamiento de la oferta al menos es igual o mayor al desplazamiento de la demanda, consideramos para este escenario que los precios *spot* y la probabilidad de excedencia son iguales a los del escenario 1 (ver Cuadro N° 5). El Cuadro N° 6 muestra los resultados para cada unidad de generación:

CUADRO 6: CÁLCULO DEL EXCEDENTE ESPERADO POR ENERGÍA

UNIDAD	COSTOS MARGINALES (US\$/MWh)			POTENCIA EFECTIVA (MW)	EXCEDENTE ESPERADO (US\$)		
	Base	Semibase	Punta		Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Guaracachi					72.871,87	255.046,88	136.723,86
GCH1	18,41	18,41	19,61	23,12	4.550,25	24.963,78	4.550,25
GCH2	19,43	19,43	20,69	23,12	4.440,89	22.454,16	4.440,89
GCH3	21,67	21,67	21,67	19,96	3.748,08	18.990,22	3.748,08
GCH4	21,50	21,50	21,50	19,96	3.762,94	19.058,57	3.762,94
GCH5	21,10	21,10	21,10	19,96	3.797,90	19.219,40	3.797,90
GCH6	20,11	20,11	20,83	19,69	3.769,63	19.065,59	3.769,63
GCH7	18,01	18,01	19,18	20,95	4.806,17	24.252,98	4.806,17
GCH8	17,78	17,78	18,93	21,58	5.492,35	25.960,75	5.492,35
ARJ8	14,60	15,14	15,14	18,60	11.804,22	35.125,99	11.804,22
Nueva (GCH 9 y 10)	15,68	15,68	15,68	110,00	-	-	63.851,99
KAR	14,34	14,87	14,87	14,30	26.699,43	45.955,44	26.699,43
Valle Hermoso					594.827,13	868.521,00	841.291,92
VHE1	17,34	17,34	17,34	14,54	6.017,07	21.664,81	6.017,07
VHE2	15,89	15,89	16,76	19,84	9.365,50	31.647,26	9.365,50
VHE3	15,89	15,89	16,76	19,84	9.365,50	31.647,26	9.365,50
VHE4	16,76	16,76	16,76	20,43	9.648,08	32.602,13	9.648,08
CAR1	14,12	14,12	14,12	55,95	280.215,49	375.479,77	280.215,49
CAR2	14,12	14,12	14,12	55,95	280.215,49	375.479,77	280.215,49
Planta nueva	14,50	14,50	14,50	110,00	-	-	246.464,79

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

Debido a los supuestos realizados, los valores obtenidos tienen poca precisión y no reflejan la realidad. Sin embargo, lo que interesa es la dirección de los movimientos y no tanto la magnitud. En este entendido, el ordenamiento de las preferencias sobre los excedentes esperados es el mismo para ambas empresas, aunque las magnitudes son distintas, debido al tamaño y composición de su parque generador. Por tanto, para ambas empresas⁶ se cumple que **Esc2 > Esc3 > Esc1**.

El hecho de que el excedente esperado obtenido para el escenario 3 sea menor al correspondiente al escenario 2 significa que para cada empresa considerada individualmente en el ejercicio, el que sus unidades de generación se despachen con una probabilidad de excedencia mayor y reciban un precio *spot* más alto –como efecto de la reducción de la capacidad de reserva en el sistema– es más atractivo que poner en operación nuevas unidades⁷. Sin embargo, si otra empresa es la que invierte, el precio *spot* y la probabilidad de excedencia caen también, lo que es una externalidad negativa para todas las unidades en operación. De modo que la empresa que no invirtió enfrentaría dicha externalidad y su excedente esperado será igual al del escenario 1, que es la opción menos deseable.

Por otro lado, si ambas empresas incorporan simultáneamente sus centrales (iguales entre sí) al despacho, el excedente esperado de ambas será menor al mostrado en el escenario 3, debido a que la adición a la oferta sería el doble de la considerada en el cálculo del escenario 3. Por lo tanto, tendría un efecto negativo sobre el precio *spot* y la probabilidad de excedencia. Sin embargo, el resultado de la inversión de ambas empresas puede resultar menor o igual al mostrado en el escenario 1 y ello dependerá de la magnitud de la reducción del precio *spot* y la probabilidad de excedencia que se produzca tras la adición a la capacidad de oferta.

Si ambas empresas tuviesen que decidir simultáneamente si invierten o no, siguiendo los resultados señalados, la presencia de barreras a la entrada y asumiendo que ante la situación de indiferencia entre invertir y no invertir (que se presenta cuando el resultado

⁶ Los valores del excedente esperado son mucho menores para las unidades de Guaracachi debido a que muchas tienen despacho forzado.

⁷ Recordemos que se hizo una diferencia entre la realización de la inversión y la incorporación de la nueva central al despacho. La inversión responde a una obligación adquirida con el Estado boliviano al momento de la capitalización y la entrada de las unidades al despacho afecta los ingresos de la empresa.

de que ambas empresas inviertan es igual al obtenido en el escenario 1, ambas elegirán no invertir. La mejor respuesta para cada empresa –independientemente de lo que haga la otra– será no invertir y esta situación es un equilibrio de Nash.

En parte, el resultado anterior se puede explicar por la magnitud de la diferencia entre el precio *spot* del bloque de punta y el precio máximo considerado en el ejercicio. Esta, pese a tener una probabilidad de excedencia baja, incide fuertemente en la determinación del excedente esperado de las unidades cuya participación es de un 86%, aproximadamente, para el caso de las unidades de punta, en las unidades de semibase un 34% y en las de base un 13%. De hecho, si eliminamos al precio máximo del cálculo, asignándole arbitrariamente, una probabilidad de excedencia igual a cero, los resultados mostrados en el Cuadro N° 6, cambian al igual que la dirección de las desigualdades en la comparación entre escenarios: **Esc3 > Esc2 > Esc1**. El Cuadro N° 7 muestra un resumen:

CUADRO 7: EXCEDENTE ESPERADO DE ENERGÍA SIN CONSIDERAR EL PRECIO MÁXIMO

UNIDAD	COSTOS MARGINALES (US\$/MWh)			POTENCIA EFECTIVA (MW)	EXCEDENTE ESPERADO (US\$)		
	Base	Semibase	Punta		Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Total							
Guaracachi					33.189,71	54.873,32	73.496,13
Planta nueva (GCH 9 y 10)	15,68	15,68	15,68	110,00	-	-	40.306,42
Total							
Valle Hermoso					554.523,23	666.773,85	776.873,93
Planta nueva	14,50	14,50	14,50	110,00	-	-	222.350,70

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

Por otra parte, la barrera de entrada impuesta por el período de exclusividad también juega un papel fundamental en el resultado obtenido. Si ésta no existiera y la entrada al mercado fuese libre, la inversión de una empresa ajena al mercado mayorista resultaría rentable y su excedente esperado estaría cerca del mostrado en el Cuadro N° 6, para la planta nueva incluida en la central Valle Hermoso, en el escenario 3. Así, una vez realizada

una inversión, ya sea por un agente del MEM o por alguna empresa nueva, la probabilidad de excedencia se reduce y el resultado se revierte, como vimos en el Cuadro N° 7 donde se igualó a cero la probabilidad de excedencia de las unidades dual-fuel de la central de Aranjuez.

Los resultados encontrados, son consistentes con lo observado en la realidad, ya que ninguna empresa adicionó capacidad de generación al sistema –para cubrir los déficit de reserva– durante el período de exclusividad. Sin embargo, todas anuncian nuevas inversiones para el primer semestre de 2000. Por ejemplo, la empresa Valle Hermoso, luego de la incorporación de la central Carrasco al despacho, no presentó nuevos proyectos a la Superintendencia de Electricidad hasta 1997, cuando empezó a tramitar las licencias para una nueva unidad generadora en Carrasco (CARR3), cuya puesta en operación se pronostica para mediados de 2000. La central Carrasco fue parte del compromiso de inversión que la empresa Valle Hermoso adquirió en la capitalización. Sin embargo, dicha central se compró a ENDE en la fase final del proyecto, por lo cual su adición al despacho ya estaba programada con anterioridad⁸.

En el caso de la empresa Guaracachi, parte de su compromiso de inversión emergente del proceso de capitalización consistía en la instalación de nuevas unidades en la central Guaracachi (GCH9 y GCH10). Sin embargo, dicha incorporación se postergó constantemente. La última fecha anunciada para la entrada en operación de dichas unidades fue julio de 1999, no obstante, hasta septiembre de 1999 aún no se había materializado el anuncio y se espera su incorporación a inicios de 2000. El caso de la empresa Guaracachi es aún más delicado que el de Valle Hermoso, debido a que cinco de las ocho unidades de la central Guaracachi se despachan forzadas. Una adición de capacidad desplazaría por completo a estas unidades hacia la punta y eventualmente muchas de ellas ya no serían despachadas.

⁸ *Durante el período de prueba y entrada en operación de la central Carrasco tuvo que intervenir la Superintendencia de Electricidad porque se produjeron retrasos consecutivos que pusieron en riesgo el abastecimiento de electricidad.*

2. EL MERCADO DE CONTRATOS

El mercado de contratos es un mercado en el cual los generadores se comprometen a entregar energía y potencia a los distribuidores y/o consumidores no regulados, a cambio del pago de un precio libremente pactado por un determinado período. Los contratos son beneficiosos para las partes contratantes porque reducen el riesgo de la volatilidad del precio *spot* para el distribuidor y garantizan un flujo de caja al generador, que puede utilizarse como respaldo o garantía para obtener financiamiento para nuevas inversiones.

La relación contractual genera una distribución eficiente del riesgo de un probable déficit de potencia, ya que lo transfiere por completo al generador. Este, por medio del contrato, se compromete a cubrir un nivel de demanda máxima contratada. Esta distribución del riesgo es eficiente porque el generador es el que puede realizar las inversiones específicas en generación. Así, esta asignación del riesgo de falla por déficit de potencia entrega las señales adecuadas que incentivan las inversiones en generación. Si no existen contratos, el riesgo recaería directamente sobre el distribuidor, y la única señal perceptible por el generador, que lo induciría a invertir, serían las que emite el mercado *spot*, las que no siempre van en la dirección correcta, como ya vimos.

La Ley (Art. 30) establece como obligación de las empresas distribuidoras mantener contratos de suministro de energía y potencia suscritos con una o más empresas generadoras, para garantizar la satisfacción de toda la demanda de electricidad dentro su zona de concesión. Para la suscripción de los contratos, de acuerdo con el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), las empresas de distribución deben llamar a una licitación abierta a todos los generadores habilitados en el MEM, y adjudicar el o los contratos a la oferta y/o combinación de ofertas para las que el costo de abastecer sus requerimientos de energía y potencia resulte más conveniente. Por su parte, los generadores pueden comprometer en contratos, la venta de la suma de su potencia firme, de la contratada con otros generadores y la que adquieran en el mercado *spot*.

La energía y potencia comprada por el distribuidor, en el mercado *spot* o en el mercado de contratos, posteriormente se vende a clientes libres y consumidores regulados.

Para el caso de los consumidores regulados, la Ley establece que el valor máximo que un distribuidor puede imputar dentro la tarifa, como costo de compras de electricidad, debe ser aquél que resulte de aplicar a dichas compras los correspondientes precios de nodo más los cargos de subtransmisión, cuando corresponda. De modo que ningún distribuidor estará dispuesto a firmar un contrato con un precio superior al de nodo.

A. Funcionamiento del mercado de contratos en la práctica

Cuando el MEM empezó a operar, a inicios de 1996, lo hizo sin que existieran contratos suscritos, de modo que las empresas distribuidoras debieron comprar toda su demanda en el mercado *spot*, según lo establecido en el artículo 11 del ROME. Posteriormente, a medida que el funcionamiento del MEM se consolidaba, las empresas de distribución, siguiendo el procedimiento del ROME, llamaron a concurso a los generadores habilitados para la suscripción de los respectivos contratos, pero ninguna empresa respondió a esas convocatorias. Como resultado, y a más de tres años de vigencia de la Ley de Electricidad y de operación del MEM, aún no existen contratos firmados y todas las transacciones de energía y potencia se realizan en el mercado *spot*.

B. Causas que impiden la operación del mercado de contratos

Una de las razones que con más frecuencia se mencionan para explicar la ausencia de contratos es la barrera a la entrada de nuevas empresas de generación, impuesta por el período de exclusividad. Por lo tanto, una vez levantada dicha barrera se esperaría la suscripción de contratos. Pese a existir la obligación de firmar contratos impuesta por ley a las empresas distribuidoras de electricidad, no es viable forzar su cumplimiento mediante medios coercitivos –aunque existen las facultades legales para ello– debido a que la sujeción a las normas regulatorias es voluntaria. Los agentes son libres de abandonar el mercado si consideran que dichas normas se contraponen con sus intereses como empresa privada.

Por lo tanto, para que el mercado de contratos funcione adecuadamente deberá existir un precio tal que la mejor respuesta de una empresa distribuidora, y al menos una generadora, sea suscribir un contrato en lugar de transar energía y potencia en el mercado *spot*. En tal sentido, Kreps (1985) afirma que para que un contrato sea autosostenido, su cumplimiento debe ser un equilibrio de Nash.

Especificar las cantidades de potencia y energía máxima en un contrato no tiene mayores inconvenientes. El problema surge al intentar especificar el precio de la energía, ya que la existencia del mercado *spot* como opción para efectuar las mismas transacciones impone un costo de oportunidad que no es observable al momento de firmar el contrato, y puede alterarse a lo largo del período de duración del mismo. De este modo, si el precio del contrato se fija en un nivel dado y el precio *spot* luego tiende a la baja, el distribuidor acabará pagando un sobreprecio en comparación con el valor que podría obtener en el mercado *spot*. Por el contrario, si durante el período de vigencia del contrato sube el precio *spot*, será el generador el que enfrente el costo de oportunidad.

Como ya se señaló, la presencia del período de exclusividad impidió que nuevas unidades de generación ingresaran al despacho, lo que redujo la capacidad de reserva y elevó paulatinamente el precio *spot*. Ello explica porqué las empresas de generación se rehusaron a suscribir contratos de suministro con las distribuidoras.

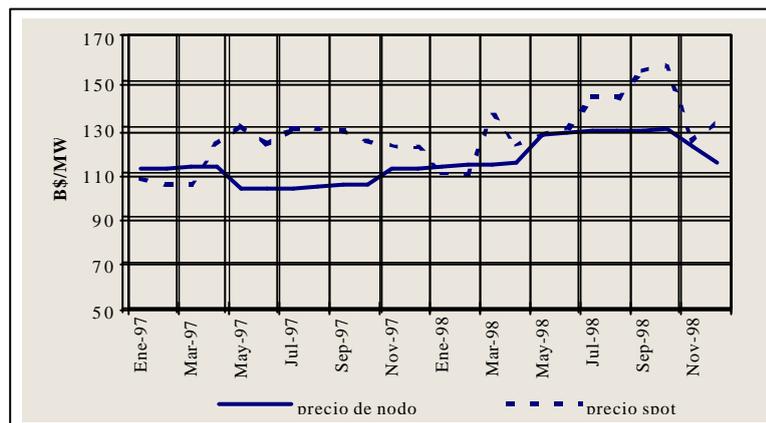
Por otra parte, el precio de nodo como límite máximo para que los distribuidores transfieran los costos de las compras de energía a los consumidores regulados, debía ser una referencia para establecer los precios de los contratos, ya que en un período largo se espera que el valor promedio del precio *spot* sea igual al precio de nodo. Sin embargo, durante el período 1997-1998, el precio de nodo indizado⁹ estuvo por debajo del precio *spot*, como se observa en los siguientes cuadros correspondientes a una comparación mensual realizada entre cuatro importantes nodos del SIN. Para dicha comparación se consideraron solamente los nodos de Guaracachi, Karachipampa, El Kenko y Valle Hermoso, ya que en el período señalado, los dos primeros fueron nodos

⁹ Corresponde al precio básico de la energía multiplicado por el factor de indización para corregir las variaciones del valor de la energía respecto de las variaciones del tipo de cambio y del IPC.

marginales¹⁰. Cabe hacer notar que ambos son extremos por su ubicación geográfica en el SIN y por sus costos de generación, debido a las pérdidas de rendimiento de las turbinas por efecto de la presión atmosférica y la temperatura ambiente: Guaracachi está a 300 msnm con una temperatura promedio de 28°C y Karachipampa a 3.000 msnm con 9°C promedio.

Los principales centros de consumo de electricidad en Bolivia son La Paz (conectada al SIN mediante el nodo de El Kenko), Santa Cruz (nodo Guaracachi) y Cochabamba (tiene cuatro nodos de interconexión con el sistema y para fines de comparación se tomó el de Valle Hermoso).

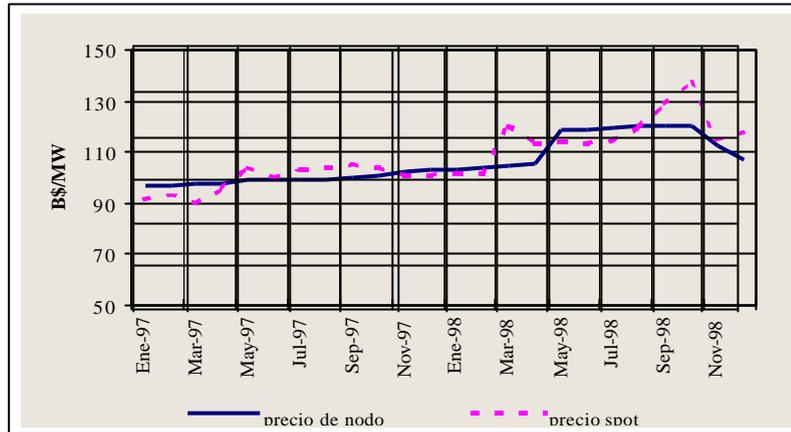
GRÁFICO 8: COMPARACIÓN ENTRE PRECIO DE NODO Y PRECIO SPOT: NODO EL KENKO



FUENTE: DIRECCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA, SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD.

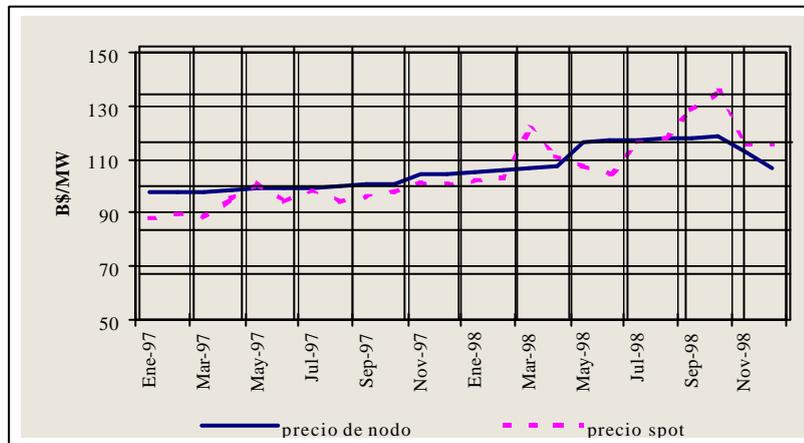
¹⁰ *Nodo marginal: para el que se calcula el precio básico de la energía (precio de nodo), que se traspa a los otros nodos aplicándoles los factores de pérdida de potencia. Se determina como nodo marginal a aquél donde se ubica la unidad que se margina por el mayor numero de horas en el proceso de simulación del despacho de 52 semanas que hace el CNDC para calcular el precio de nodo.*

GRÁFICO 9: COMPARACIÓN ENTRE PRECIO DE NODO Y PRECIO SPOT: NODO KARACHIPAMPA

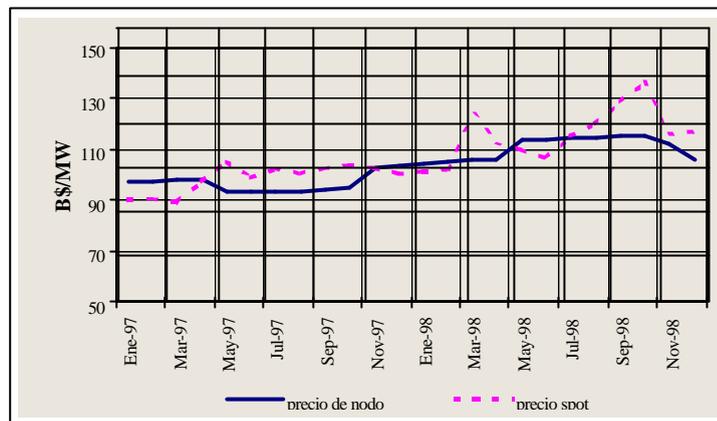


FUENTE: DIRECCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA, SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD.

GRÁFICO 10: COMPARACIÓN ENTRE PRECIO DE NODO Y PRECIO SPOT: NODO GUARACACHI



FUENTE: DIRECCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA, SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD.

GRÁFICO 11: COMPARACIÓN ENTRE PRECIO DE NODO Y PRECIO SPOT: VALLE HERMOSO

FUENTE: DIRECCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA, SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD.

CAUSAS POSIBLES DE LA DIFERENCIA ENTRE EL PRECIO DE NODO Y EL PRECIO SPOT

Determinar las causas que explican la diferencia mostrada en los gráficos anteriores entre el precio de nodo y el precio *spot* resulta muy complicado. Sin embargo, a continuación se mencionan algunas razones que con mayor frecuencia se mencionan para explicar este hecho:

- **Proyección de la demanda:** No es posible conocer con precisión el verdadero valor esperado de la demanda. Por ello se toman los valores proyectados individualmente por cada distribuidor y "aprobados" por la Superintendencia de Electricidad. Destacamos el término "aprobados", porque estos valores son aleatorios y no siempre tienen asidero teórico en su proyección, lo que los vuelve susceptibles a manipulación discrecional¹¹.
- **Plan de obras:** El problema surge con las unidades nuevas que se declaran que entrarán en operación en una determinada fecha y luego estos ingresos se posponen. Este hecho afecta el cálculo del precio de nodo, al producir una subestimación del mismo. Esta práctica ha sido frecuente durante el tiempo de funcionamiento de MEM, como ya se explicó.

¹¹ No se puede afirmar que ello ocurra, pero existe al menos la posibilidad de que pueda ocurrir.

Debido al comportamiento del precio de nodo respecto del precio *spot*, en lugar de servir como referencia para facilitar la firma de contratos, hace que estos sean más difíciles de concretar, pues ningún generador estaría dispuesto a aceptar un contrato que establezca un precio inferior al precio *spot* que puede obtener en el mercado alternativo.

3. EL FACTOR “Z”, UNA POLÍTICA PÚBLICA INCOMPLETA

Al no existir contratos, las empresas de distribución deben comprar energía y potencia en el mercado *spot* y luego venderla a precio de nodo. La diferencia entre ambos precios ocasionaba pérdidas en las utilidades de las distribuidoras. Esto hizo que dichas empresas acudieran al ente regulador para solicitar incrementos tarifarios que compensaran las diferencias entre el precio de nodo y el precio *spot*. Debido a que el precio de nodo se calcula semestralmente, cualquier compensación debería volver a efectuarse cada seis meses, ya que era muy posible que las diferencias de precios surgieran con esa frecuencia.

Mediante Resolución N° SSDE 059/97 del 12 de mayo de 1997, la Superintendencia de Electricidad resolvió incorporar un factor denominado “Z” dentro de la fórmula de indización¹². Este corresponde a la relación de la diferencia no compensada entre el costo real total de compra de electricidad a precios del mercado *spot* y el costo de compra de electricidad calculado con precios de nodo, para el período mayo 1996-abril 1997. A ello se agrega el producto de la tarifa promedio base de venta de electricidad del mes de abril de 1997 por el valor de las ventas de energía estimadas para el período mayo-octubre 1997.

¹² Aprobada semestralmente durante la fijación de precios de nodo. Se aplica mensualmente a los últimos. Se incorporan las variaciones del tipo de cambio y del IPC del mes correspondiente.

De esta forma el distribuidor mantiene un equilibrio en su flujo de caja, ya que el valor de sus compras de energía es traspasado íntegramente al consumidor regulado mediante incrementos en la tarifa. Con ello, el distribuidor reduce significativamente su riesgo ante las fluctuaciones del precio *spot*. Por su parte, el generador vende su energía al precio *spot* y no asume ningún riesgo por un posible déficit de potencia –que no está comprometida– pero tampoco tiene incentivos para invertir en nueva generación.

La incorporación del factor “Z” resta importancia al papel del precio de nodo como referente de precio máximo para la valoración de las compras de energía en el cálculo de la tarifa de electricidad para los usuarios regulados. Además, elimina los incentivos a la firma de contratos, ya que los distribuidores preferirán atenerse al factor “Z”. Para suscribir contratos deberán ofrecer a los generadores un precio superior al precio *spot* y tendrán pérdidas, pues no recibirán la compensación, ya que los contratos son acuerdos privados a precio libre y la resolución que autoriza el factor “Z” se aplica sólo a las diferencias entre el precio de nodo y el precio *spot*, y no así a las diferencias respecto de los precios de contratos.

IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. CONCLUSIONES

A. Barreras a la entrada de nuevos generadores al mercado eléctrico mayorista y las inversiones en generación

Con el objetivo de optimizar el proceso de capitalización de la Empresa Nacional de Energía, ENDE, y otorgar seguridad a las inversiones comprometidas por las empresas capitalizadoras, la Ley de Electricidad estableció un período de exclusividad donde sólo se pueden otorgar nuevas licencias a las empresas de generación que ejercían dicha actividad en la industria eléctrica hasta la fecha de capitalización. Esta limitación a la competencia distorsionó las señales económicas del mercado *spot*, y modificó las preferencias de las empresas generadoras respecto de incorporar nuevas unidades de generación al sistema.

Al no sumarse nueva generación al despacho, considerando que la demanda es creciente en el tiempo, se fue reduciendo paulatinamente la capacidad de reserva. Ello produjo un crecimiento del precio *spot* y de la probabilidad de despacho de las unidades de generación.

Por otro lado, al incorporarse nuevas unidades al sistema, el precio *spot* y la probabilidad de excedencia se verían reducidas, lo que generaría pérdidas del excedente de las unidades generadoras en operación. Como se demostró en el ejercicio del capítulo III, dichas pérdidas son lo suficientemente grandes como para desalentar la adición de nueva generación al despacho. Esto se debe, en particular, al déficit de potencia de punta con lo cual se despachaban máquinas muy caras como las de dual-fuel de Aranjuez, cuyo costo marginal es aproximadamente 3,4 veces más alto que el precio *spot* promedio en el bloque de punta.

Por lo tanto, el objetivo de maximización de utilidades de las empresas de generación entró en conflicto con los compromisos de inversión suscritos en sus contratos de capitalización. De este modo, se pudo observar que las empresas generadoras, si bien cumplieron con cierto retraso sus cronogramas de inversión, postergaron constantemente el ingreso de las nuevas plantas. Muchas de ellas están programadas para entrar en operación en fechas posteriores a la culminación del período de exclusividad.

B. El mercado de contratos y los incentivos a la inversión

La existencia del mercado *spot* como opción para efectuar la compra y venta de energía y potencia impone un costo de oportunidad a la firma de contratos, debido a que estos deben tener una duración de al menos tres años. En dicho plazo el precio *spot* puede variar notablemente respecto del nivel que tenía al momento de la firma del contrato. Por ello, si el precio del contrato se fija en un nivel dado y luego el precio *spot* tiende a la baja, el distribuidor acabará pagando un sobreprecio respecto del valor que podría obtener comprando la energía en el mercado *spot*. Por el contrario, si durante el período de vigencia del contrato el precio *spot* sube, el generador enfrentará un costo de oportunidad.

Por lo tanto, en la medida que el precio *spot* sea más variable, será menor la probabilidad de que existan contratos de suministro entre generadores y distribuidores. Asimismo, si en el mercado *spot* existe la posibilidad de precios muy altos, incluso en períodos cortos, es poco probable que algún generador esté dispuesto a firmar contratos de largo plazo. Por lo tanto, la presencia del período de exclusividad con los efectos sobre el precio *spot* que mencionamos, pueden explicar en parte porqué los generadores no respondieron a las convocatorias de los distribuidores a firmar contratos de suministro de electricidad en el marco de la Ley.

El precio de nodo fija el nivel máximo a partir del cual los distribuidores pueden transferir los costos de las compras de energía a los consumidores regulados, mediante la tarifa. De este modo es una referencia obligada al momento de establecer el precio de la energía en un contrato de suministro de electricidad entre distribuidores y generadores. Sin embargo, varias razones –entre ellas las constantes postergaciones del ingreso de nuevas unidades de generación al sistema– determinaron que el precio de nodo se calcule sistemáticamente por debajo del precio *spot*, lo que genera una señal negativa para la firma de contratos, ya que ningún distribuidor estará dispuesto a aceptar un contrato con un precio superior al precio de nodo y, por otra parte, los generadores tampoco querrán establecer contratos con precios inferiores al precio *spot*.

C. El factor "Z", el precio de nodo y las señales económicas en el MEM

Al no existir contratos, las empresas de distribución debían comprar toda su energía y potencia en el mercado *spot* y venderla luego a precio de nodo. La diferencia entre ambos precios ocasionaba pérdidas. Para compensarlas, la Superintendencia de Electricidad autorizó la incorporación de un factor de corrección en las fórmulas de indización del precio de nodo, que capturaba la diferencia entre el precio *spot* y el precio de nodo (factor "Z"). De este modo el papel del precio de nodo como referencia de precio máximo para valorar las compras de energía de las distribuidoras, pierde toda utilidad, ya que mediante el factor "Z", la diferencia entre el precio de nodo y el precio *spot* igualmente se traspasa al consumidor final. Por otra parte, la aplicación del factor "Z" es poco transparente y distorsiona las decisiones de consumo, ya que se aplica con un rezago: su valor se calcula para compensar la diferencia entre el precio de nodo y el precio *spot* originada en un consumo ya efectuado y se materializa mediante un incremento en la tarifa que afecta el consumo futuro.

2. RECOMENDACIONES

Debido a que el período de exclusividad está pronto a terminar y que el MEM resulta atractivo para la entrada de nuevos competidores, se debe promover la participación de inversionistas nacionales y extranjeros, con el fin de atraer nuevas inversiones en generación.

Se debe evitar introducir nuevas distorsiones al mercado que afecten las decisiones de inversión de los agentes, como ocurrió con el período de exclusividad, y analizar cuidadosamente cualquier modificación que se pretenda hacer a la Ley de Electricidad o a sus reglamentos.

La experiencia lograda con el traspaso del precio *spot* al consumidor final, mediante el factor "Z", descarta la creencia que traspasar directamente el precio *spot* a los consumidores regulados sería políticamente inviable debido a su volatilidad y que era necesario un precio de referencia que estabilice las variaciones del precio *spot*. Sin

embargo, como vimos, el factor "Z" es poco transparente de modo que sería más saludable para la industria eléctrica permitir que las empresas de distribución traspasen el valor de sus compras a precio *spot* directamente a los consumidores regulados. Así, los últimos podrían percibir con más rapidez las ganancias de eficiencia de la industria, una vez que incorporen nuevas unidades al despacho. Además, se eliminaría la necesidad de calcular un precio referencial como el precio de nodo, que muchas veces distorsiona las señales económicas del mercado, como vimos en el trabajo.

De este modo, también sería posible que las empresas distribuidoras firmen contratos de suministro con las empresas de generación a precios *spot*, eliminando el costo de oportunidad que genera la existencia de dos mercados paralelos con precios potencialmente distintos y logrando también una distribución eficiente del riesgo ante un posible déficit de potencia, mediante el establecimiento de compromisos de suministro de cantidad de potencia y energía máxima.

V. BIBLIOGRAFÍA

- AGURTO, R. (1996). *Tarifas de Transmisión en el Sistema Interconectado Nacional*. Santiago de Chile, 1996.
- BITRAN, E. y R. SÁEZ (1993). "Privatization and Regulation in Chile", en *The Brookings Institution Conference on the Chilean Economy*, abril de 1993.
- COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA, BOLIVIA (1998). *Precios referenciales para el mercado eléctrico mayorista, período noviembre 1998-abril 1999*. La Paz, Bolivia.
- HAINDL RONDANELLI, E. (1996). *Análisis de la regulación y tarificación del sector eléctrico chileno*. Documento de trabajo N° 3 Instituto de Economía Universidad Gabriela Mistral, Chile.
- KREPS, DAVID (1985). *A Course in Microeconomic Theory*. Princeton University Press.
- LEY DE ELECTRICIDAD N° 1.604 del 21 de diciembre de 1994. Gaceta Oficial de Bolivia, 1° edición, 1995.
- MERCADOS ENERGÉTICOS (1999). *Evaluación del funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista Boliviano*. Buenos Aires, Argentina.
- SPULBER, DANIEL F. (1989). *Regulation and Markets*, MIT Press, second printing, 1989.

VI. ESTUDIOS DE CASO

PUBLICADOS EN 1996

Estudio de Caso N° 1

LA REESTRUCTURACIÓN DEL SECTOR TELECOMUNICACIONES EN PARAGUAY.
César Pastore Britos.

Estudio de Caso N° 2

AZÚCAR: MERCOSUR Y RECONVERSIÓN, EL CASO CALNU (URUGUAY).
Fernando Correa Alsina.

Estudio de Caso N° 3

EL LITIO: UNA PERSPECTIVA FALLIDA PARA BOLIVIA.
Walter Orellana Rocha.

Estudio de Caso N° 4

EL ESTUDIO DE CASO COMO INSTRUMENTO PEDAGÓGICO Y DE INVESTIGACIÓN EN POLÍTICAS PÚBLICAS.
Ramón Borges Méndez.

Estudio de Caso N° 5

INCENTIVOS A LAS EXPORTACIONES NO TRADICIONALES EN BOLIVIA: UNA CONFRONTACIÓN ENTRE LA TEORÍA Y LA PRÁCTICA.
Patricia Noda Vide.

Estudio de Caso N° 6

EL SISTEMA PRIVADO DE PENSIONES PERUANO Y EL MECANISMO DE LA PENSIÓN MÍNIMA.
María Lila Iwasaki.

Estudio de Caso N° 7

LA PRIVATIZACIÓN DEL ÁREA DE CARGA DE LA EMPRESA DE FERROCARRILES DEL ESTADO EN CHILE: ¿UNA NEGOCIACIÓN ATÍPICA?
Cristián Saieh Mena.

Estudio de Caso N° 8

DE LO ERRÁZURIZ A TIL-TIL: EL PROBLEMA DE LA DISPOSICIÓN FINAL DE LOS RESIDUOS SÓLIDOS DOMICILIARIOS EN SANTIAGO.
Sandra Lerda y Francisco Sabatini.

Estudio de Caso N° 9

CONSTRUCCIÓN DE UNA CÁRCEL ESPECIAL PARA MILITARES: LECCIONES Y DESAFÍOS DE GOBERNABILIDAD EN LA TRANSICIÓN DEMOCRÁTICA CHILENA.
Soledad Ubilla.

Estudio de Caso N° 10

MODERNIZACIÓN DE LA GESTIÓN DE UN HOSPITAL PÚBLICO: EL CASO DE LA ASISTENCIA PÚBLICA EN SANTIAGO.
Cecilia Montero y Carlos Vignolo.

Estudio de Caso N° 11

CONTROL Y RESPONSABILIDAD EN GOBIERNOS LOCALES: DESAFÍOS INSTITUCIONALES DE LA DESCENTRALIZACIÓN EN BOLIVIA.
Claudio Orrego Larraín.

PUBLICADOS EN 1997

Estudio de Caso N° 12

MITOS Y HECHOS DEL PROGRAMA DE VIVIENDA BÁSICA EN SANTIAGO DE CHILE: UNA MIRADA DESDE LOS BENEFICIARIOS.
Fernando Díaz Mujica.

Estudio de Caso N° 13

GESTIÓN TERRITORIAL DEL FOMENTO PRODUCTIVO: UNA OBSERVACIÓN A LA PYME FORESTAL DE LA REGIÓN DEL BÍO-BÍO.
Liliana Cannobbio Flores.

Estudio de Caso N° 14

LA REFORMA PREVISIONAL BOLIVIANA Y EL CASO DEL INCENTIVO AL TRASPASO.
Luis Gonzalo Urcullo Cossío.

Estudio de Caso N° 15

GÉNERO, SALUD Y POLÍTICAS PÚBLICAS, DEL BINOMIO MADRE-HIJO A LA MUJER INTEGRAL.
Alejandra Faúndez Meléndez.

Estudio de Caso N° 16

ESTUDIO DEL SISTEMA DE REGULACIÓN SECTORIAL EN BOLIVIA.
Julio Waldo López Aparicio.

Estudio de Caso N° 17

LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO EN ECUADOR. EL CASO DEL SISTEMA DEL OLEODUCTO TRANSECUATORIANO.
Luis Esteban Lucero Villarreal.

Estudio de Caso N° 18

LA GESTIÓN COLECTIVA DEL DERECHO DE AUTOR Y LOS DERECHOS CONEXOS: INSTRUMENTO DE PROTECCIÓN DE LA PROPIEDAD.
Marvin Francisco Discua Singh.

PUBLICADOS EN 1998

Estudio de Caso N° 19

ESTRATEGIAS INSTITUCIONALES PARA PROMOVER LA PERMANENCIA DE PROFESIONALES CALIFICADOS EN EL SERVICIO PÚBLICO PERUANO. EL CASO DE LA SUPERINTENDENCIA NACIONAL DE ADMINISTRACIÓN TRIBUTARIA.

Juan Carlos Cortázar Velarde.

Estudio de Caso N° 20

LA CRISIS DE LAS UVAS ENVENENADAS.

Claudio Rodolfo Rammsy García.

Estudio de Caso N° 21

LOS DETERMINANTES DE LA DISTRIBUCIÓN DEL INGRESO DE HAITÍ (ELEMENTOS PARA EL DEBATE).

Michel-Ange Pantal.

Estudio de Caso N° 22

REGULACIÓN DE SEGUROS PRIVADOS DE SALUD: LA EXPERIENCIA EN CHILE DE LA SUPERINTENDENCIA DE INSTITUCIONES DE SALUD PREVISIONAL, (ISAPRES).

Cecilia Mâ, Yajaira Rivera, Livia Sánchez.

Estudio de Caso N° 23

LA REFORMA A LA JUSTICIA CRIMINAL EN CHILE: EL CAMBIO DEL ROL ESTATAL.

Juan Enrique Vargas Viancos.

Estudio de Caso N° 24

EL ROL DE LA SUPERINTENDENCIA PARA LA PROMOCIÓN Y PROTECCIÓN DE LA LIBRE COMPETENCIA EN EL PROCESO DE PRIVATIZACIÓN VENEZOLANO.

David Mieres Valladares.

Estudio de Caso N° 25

CONCERTACIÓN Y POLÍTICA EDUCATIVA EN ARGENTINA (1984 - 1996).

Alejandro Esteban Rodríguez.

Estudio de Caso N° 26

POLÍTICA AMBIENTAL EN COSTA RICA: ANÁLISIS DEL PROYECTO DE USO Y CONSOLIDACIÓN DE LOS RECURSOS FORESTALES EN LAS COMUNIDADES RURALES DE LA REGIÓN CHOROTEGA.

Georgina Paniagua Ramírez.

Estudio de Caso N° 27

IGUALDAD DE OPORTUNIDADES Y EQUIDAD EN LAS POLÍTICAS DE EDUCACIÓN SUPERIOR. UN ESTUDIO SOBRE LOS PROCESOS DE SELECCIÓN Y FINANCIAMIENTO.

Sixto Carrasco Vielma.

Estudio de Caso N° 28

LA PRIVATIZACIÓN DE LAS TELECOMUNICACIONES EN EL PERÚ.

Leopoldo Arosemena Yabar-Dávila.

Estudio de Caso N° 29

DESCENTRALIZACIÓN EN BOLIVIA PARTICIPACIÓN POPULAR Y POLÍTICA PARA UNA COMPATIBILIZACIÓN CON LA ESTRATEGIA DE DESARROLLO NACIONAL.

José Antonio Terán Carreón.

Estudio de Caso N° 30

LA POLÍTICA DE PROMOCIÓN DE EXPORTACIONES DE MÉXICO: EFECTOS EN EL CASO DE LA RELACIÓN BILATERAL MÉXICO - CHILE.

Ana María Güémez Perera.

Estudio de Caso N° 31

LA LEY N° 19.490: IMPLICACIONES Y PROYECCIONES DEL MANEJO DE UNA CRISIS: EL CASO DEL PERSONAL NO MÉDICO DE SALUD.

Claudia Muñoz Salazar.

PUBLICADOS EN 1999

Estudio de Caso N° 32

LA POBREZA, LA DESIGUALDAD Y LA EDUCACIÓN EN EL PERÚ DE HOY: UNA APROXIMACIÓN CUANTITATIVA

Nelson Shack Yalta.

Estudio de Caso N° 33

PROGRAMA CHILE - BARRIO ¿UNA PROPUESTA DE INTERVENCIÓN PÚBLICA INNOVADORA EN ASENTAMIENTOS PRECARIOS?

María Gabriela Rubilar Donoso.

Estudio de Caso N° 34

SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO, INNOVACIONES NECESARIAS EN EL SISTEMA DE SALUD OCUPACIONAL DEL PERÚ

Cecilia Mâ Cárdenas.

Estudio de Caso N° 35

EL ROL REGULADOR DEL ESTADO EN OBRAS VIALES CONCESIONADAS

Ricardo Cordero Vargas.

PUBLICADOS EN 2000**Estudio de Caso N° 36**

MODERNIZACIÓN DE LAS POLÍTICAS PÚBLICAS DE ATENCIÓN A NIÑOS Y ADOLESCENTES EN VENEZUELA: EL CASO DE LAS REDES LOCALES DE PROTECCIÓN A LA INFANCIA Y ADOLESCENCIA

Luzmari Martínez Reyes.

Estudio de Caso N° 37

CULTURA CIUDADANA: LA EXPERIENCIA DE SANTAFÉ DE BOGOTÁ 1995 - 1997

Pablo Franky Méndez.

Estudio de Caso N° 38

POLÍTICAS DE CAPACITACIÓN JUVENIL Y MERCADO DEL TRABAJO EN VENEZUELA (1990 - 1997)

Urby Pantoja Vásquez.

Estudio de Caso N° 39

LAS POLÍTICAS PÚBLICAS CONTRA LA CORRUPCIÓN COMO UN MODO DE CONSOLIDAR LOS PROCESOS DEMOCRÁTICOS: EL CASO ARGENTINO

Irma Miryám Monasterolo.

Estudio de Caso N° 40

EL SISTEMA DE INTERMEDIACIÓN LABORAL Y LOS SERVICIOS PÚBLICOS DE EMPLEO EN CHILE: DIAGNÓSTICO, EVALUACIÓN Y PROPUESTA PARA MEJORAR SU GESTIÓN

César Chanamé Zapata.

Estudio de Caso N° 41

REFORMA AL SISTEMA DE REMUNERACIONES DE LOS DOCENTES DEL SERVICIO DE EDUCACIÓN PÚBLICA EN BOLIVIA

Teresa Reinaga Joffré.

Estudio de Caso N° 42

LA NEGOCIACIÓN DE LA TRANSICIÓN DEMOCRÁTICA EN CHILE (1983 - 1989)

Justo Tovar Mendoza.

Estudio de Caso N° 43

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL FINANCIAMIENTO A LA EDUCACIÓN SUPERIOR, UNIVERSIDADES ESTATALES Y UNIVERSIDADES PRIVADAS CON APORTES 1981 - 1989 Y 1990 - 1998

Julio Castro Sepúlveda.

Estudio de Caso N° 44

INDICADORES DE CALIDAD Y EFICIENCIA EN LA EDUCACION UNIVERSITARIA: ALGUNAS PROPUESTAS PARA EL SISTEMA DE ACREDITACION CHILENO

Danae de los Ríos Escobar.

Estudio de Caso N° 45

POLÍTICAS DE COMPETITIVIDAD EN REGIONES A LA LUZ DE LA ESTRATEGIA DE DESARROLLO CHILENA

Jorge Menéndez Gallegos.