

**Mecanismos de Competencia en Generación de Energía y su impacto
en la Eficiencia: El caso peruano**

(Proyectos Breves – CIES)

**Ricardo de la Cruz Sandoval
Raúl García Carpio**

Febrero 2002

Indice

INTRODUCCIÓN.....	4
LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN	6
1.1 EL PROCESO DE SUMINISTRO DE ENERGÍA.....	6
1.2 CARACTERÍSTICAS ECONÓMICAS Y TECNOLÓGICAS DE LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN.....	9
PRECIOS Y EQUILIBRIO FINANCIERO.....	10
NATURALEZA DE LA COMPETENCIA EN GENERACIÓN	11
2. EXPERIENCIAS DE COMPETENCIA EN GENERACIÓN.....	12
EL CASO INGLÉS.....	12
EL CASO ESPAÑOL.....	13
EL MERCADO ELÉCTRICO EN CALIFORNIA.....	14
EL CASO ARGENTINO.....	15
ALGUNAS LECCIONES IMPORTANTES.....	15
3. ANÁLISIS DE UN RÉGIMEN DE PRECIOS DECLARADOS PARA EL PERÚ.....	16
CMG.....	18
PBARRA (PB).....	18
P REGULADO (PR).....	18
CMG.....	18
PB.....	18
PB.....	18
3.1 ESTRUCTURA DEL MERCADO DE GENERACIÓN.....	19
3.2 ORGANIZACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN	22
3.3 UN MODELO DE OLIGOPOLIO SIMPLIFICADO.....	25
3.4. EQUILIBRIOS ESPERADOS EN EL MERCADO EN UN CASO SIMPLIFICADO.....	31
3.4 ALGUNOS COMENTARIOS DEL CASO PERUANO A LA LUZ DE LOS RESULTADOS.....	34
3.5 POSIBLES EFECTOS SOBRE LOS PRECIOS DE ENERGÍA	36
.....	38
4. COMENTARIOS FINALES.....	38
.....	52
BIBLIOGRAFÍA.....	53

Indice de cuadros

CUADRO 1: CAPACIDAD EFECTIVA (MW) POR TIPO DE CENTRAL DEL SEIN (2001)	20
CUADRO 2: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DEL SEIN (GWH - DICIEMBRE 2000).....	20
CUADRO 3: PARTICIPACIÓN DE LAS VENTAS DE ENERGÍA DE LAS GENERADORAS POR MERCADO (2000).....	21
CUADRO 4: COSTOS POR TIPO DE CENTRAL Y POTENCIAS ÓPTIMAS.....	31
CUADRO 5: EQUILIBRIO FINANCIERO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN ADAPTADO....	32

CUADRO 6: EQUILIBRIOS DE MERCADO DEL MODELO DE OLIGOPOLIO.....	33
CUADRO 7: EFECTOS SOBRE LOS COSTOS MARGINALES (US\$/MWH).....	37

Indice de gráficos

GRÁFICO 1: CURVA DE CARGA DE UN DÍA TÍPICO.....	6
GRÁFICO 2: ACTIVIDADES INVOLUCRADAS EN LA PROVISIÓN DE ENERGÍA.....	8
GRÁFICO 3 : ORGANIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO.....	18
GRÁFICO 4: EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD Y MÁXIMA DEMANDA SEIN (MW).....	19
GRÁFICO 5: EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS MARGINALES Y TARIFA EN BARRA	22
GRÁFICO 6: PROCESO DE FIJACIÓN DE LAS TARIFAS EN BARRA.....	24
GRÁFICO 7: VARIACIÓN DE LOS COSTOS MARGINALES DEL SISTEMA - DOS ESCENARIOS.....	38

Indice de Anexos

ANEXO 1: PRECIO MARGINAL DE ENERGÍA Y POTENCIA EN UN INSTANTE DEL TIEMPO.....	42
ANEXO 2: SISTEMA ECONÓMICAMENTE ADAPTADO Y EQUILIBRIO FINANCIERO.....	43
ANEXO 3: ELECCIÓN DE LA OFERTA POR UN EMPRESA HIDROELÉCTRICA.....	46
ANEXO 4: EL MODELO DE NEWBERRY DE EQUILIBRIO DE MERCADO ENTRE GENERADORAS.....	47
ANEXO 5: CARACTERÍSTICAS DEL MODELO JUNÍN.....	50
ANEXO 6: COSTOS MARGINALES DEL SISTEMA POR BLOQUES HORARIOS Y ESCENARIOS (US\$/MWH).....	52

Introducción

Luego de casi una década del inicio de la reforma del sector eléctrico con el nuevo marco regulatorio y del proceso de promoción de la inversión privada, se han alcanzado logros importantes tanto en el incremento de cobertura (de 56% en 1993 a 73% en el 2001), capacidad de generación (que actualmente supera en un 50% a la demanda) y disminución de pérdidas de energía en distribución (de 22% a un 10%), por lo que el proceso puede ser calificado de exitoso, considerando sobretodo la situación inicial donde existía riesgo de racionamiento de energía y un alto grado de ineficiencia.

Sin embargo, en los últimos años el marco regulatorio implementado se ha mostrado ciertos límites para responder adecuadamente frente a una serie de procesos por los que atraviesa actualmente el sector. En particular, se han iniciado una serie de preocupaciones sobre el nivel de competencia en el mercado libre, los mecanismos para el crecimiento de la oferta de transmisión, las implicancias de los procesos de integración vertical y horizontal, y el nivel de competencia en la generación de energía.

Por ello, se han tomado algunas medidas que buscan solucionar estos problemas, como la fijación por parte de OSINERG del peaje de acceso a las líneas de transmisión secundaria e instalaciones distribución, a fin de fomentar un mayor acceso de las generadoras al mercado libre, la modificación de algunos mecanismos de remuneración de la potencia de las centrales generadoras, y otros.

Sin embargo, no se ha evaluado la posibilidad de modificar el marco donde compiten las generadoras, analizando en particular la conveniencia de establecer mecanismos de competencia directa vía subastas en el mercado “spot”. El presente documento pretende iniciar la discusión de este tema en el país.

Para ello, se desarrolla un modelo simple de teoría de juegos que permita identificar comportamientos estratégicos dadas las características tecnológicas y económicas del mercado eléctrico. Complementándose con una revisión de las experiencias internacionales que han emprendido esta reforma.

El mecanismo analizado en este documento es el de prescindir del actual sistema de costos auditados (justificación de los costos) para reemplazarlo por un sistema de declaración de costos (costos fijados por la empresa).

El servicio eléctrico, donde la generación representa un 58% de las tarifas finales, es un bien básico por lo que cualquier distorsión afecta a toda la población. En el caso de muchas industrias intensivas en el uso de energía, donde este representa una proporción importante de sus costos, señales alteradas en los precios pueden reducir la competitividad y la inversión, con el consiguiente impacto macroeconómico. En este contexto, es imprescindible buscar mecanismos que fomenten la eficiencia y a la vez den los incentivos adecuados para una reducción de costos.

El documento se inicia con una primera parte introductoria dedicada a identificar los bienes transados en los mercados eléctricos, las características de la oferta y la demanda y sus consecuencias sobre la organización del sistema eléctrico y los criterios utilizados para la fijación de tarifas. La segunda parte discute brevemente los marcos institucionales donde se desarrolla la actividad de generación de energía en algunas experiencias internacionales importantes.

La tercera parte trata el caso peruano presentando en primer lugar la estructura y organización de la actividad de generación, un modelo teórico que recoge algunas de las principales características del mercado peruano introduciendo la posibilidad de declarar precios y algunos de los resultados esperados tanto a nivel de un caso simplificado como los precios del sistema.

Por último, se presentan algunos comentarios donde se analizan los principales resultados y se sugieren algunas medidas orientadas a reducir el ámbito de comportamientos no competitivos para el sistema eléctrico peruano.

La Actividad de Generación

1.1 El proceso de suministro de energía

En la industria eléctrica se transan una serie de servicios tales como la capacidad de suministro (potencia), la energía, los servicios de transmisión y distribución, entre otros. Sin embargo, son sólo los dos primeros los que recibe el usuario y producen los generadores; por ello en vista que el presente trabajo se concentra en la competencia en la actividad de generación, sólo se analizarán la potencia y energía.

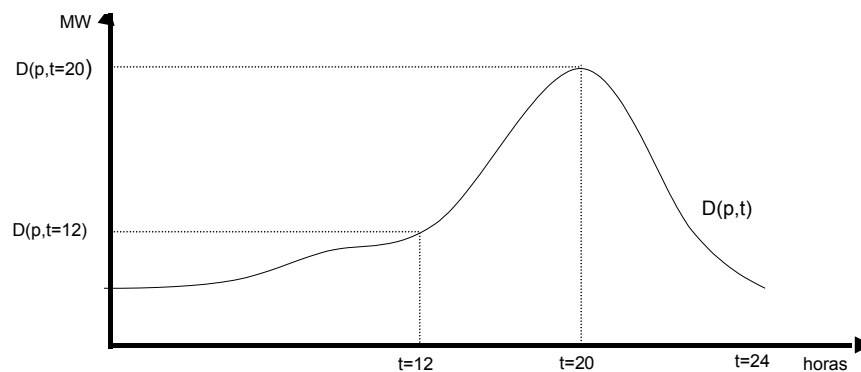
La potencia viene a ser la garantía de suministro para el consumo en cualquier momento y se mide en Watts o Vatios (W), o sus múltiplos¹; mientras que la energía es el flujo de consumo durante un cierto período de tiempo y se mide normalmente en Watt hora (Wh) o sus múltiplos.

En el **Gráfico 1** se presenta la demanda por energía y potencia durante un día. Así, la demanda por potencia de las 12 horas ($D(p, t = 12)$, donde p es el precio) es menor a la demanda de las 8 de la noche $D(p, t = 20)$. A esta última se conoce como la máxima demanda.

Por su parte, la demanda por energía del día es la integral de $D(p, t)$; es decir es igual a

$\int_{t=0}^{t=24} D(p, t) dt$, la que para expresarse en MW se divide entre el número de horas.

Gráfico 1: Curva de carga de un día típico



¹ Debe de tenerse en cuenta que: 1KW (Kilowatt) = 1000 W (Watts), 1MW (Megawatts) = 1000 KW, 1GW (Gigawatts) = 1000 MW

La principal particularidad de la energía es que no es almacenable, lo cual tiene como implicancia que la oferta y la demanda deben igualarse en cada momento. Este objetivo es alcanzado a través de un ente coordinador de la operación física del sistema a fin de evitar un deterioro² en la calidad del servicio.

El consumo de energía muestra un patrón cambiante en el tiempo: concentración del consumo en determinadas horas (a lo largo del día) y cierta estacionalidad (semanal y mensual). El momento en el año en que la potencia alcanza su mayor nivel se conoce como la máxima demanda de potencia y el sistema debe estar en condiciones de satisfacerla. Esta característica variable hace necesaria la existencia de una capacidad instalada que cubra cierto margen de reserva³ para los casos de emergencia y genera una subutilización de la capacidad en los momentos de menor consumo⁴.

La energía eléctrica se puede producir con diferentes técnicas, que se agrupan en hidráulicas o térmicas⁵. Así, las plantas hidroeléctricas utilizan agua de pasada o almacenada para generar electricidad⁶, mientras que las centrales térmicas se basan en máquinas de combustión interna, que al quemar diferentes combustibles, generalmente derivados del petróleo, ponen en funcionamiento las turbinas y dispositivos necesarios⁷.

Además, para que la energía llegue al usuario final es necesario el uso de redes de transmisión y distribución; la primera de uso común para todos los usuarios y la segunda es específica para cada zona de suministro.

² Este puede darse tanto por un sobre despacho de energía originando congestión en ciertas zonas geográficas del sistema, o por la falta de suministros que puede traer una disminución de la frecuencia y tensión. En el extremo, ambos hechos pueden inhabilitar el sistema de transmisión poniendo en riesgo la seguridad de abastecimiento.

³ Se define como la diferencia entre la potencia instalada en el sistema versus la máxima demanda.

⁴ Esta también puede deberse a las indivisibilidades existentes en las inversiones en capacidad.

⁵ Esta agrupación se deriva del tipo de energía utilizada para lograr el movimiento de los dispositivos pertinentes de la unidad de generación.

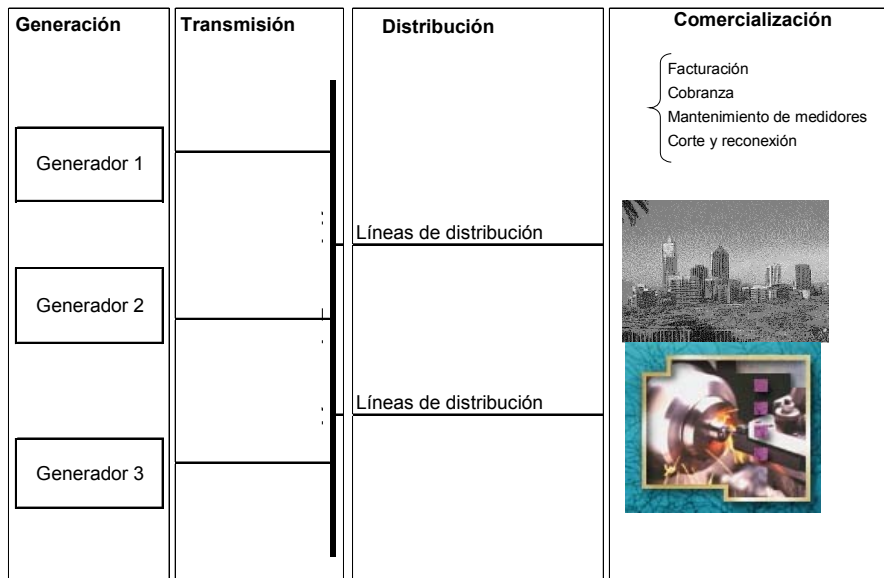
⁶ Donde se suelen construir represas que retengan el agua proveniente de un caudal natural, ésta fluye a través de un tubo de presión y mueve los álabes de una turbina haciéndola girar la cual a su vez hace lo propio con el eje del generador con el que se encuentra conectado.

⁷ Adicionalmente, se tienen las técnicas de generación eólica (por viento), geotérmica y el ciclo combinado (que permite usar el subproducto de una central térmica de ciclo simple para generar electricidad adicional). Esta última se presenta como una alternativa para abastecer una demanda creciente y fluctuante, frente a la utilización de centrales térmicas con altos costos de operación, ya que involucran la presencia de dos turbinas, una que opera por combustión y otra a vapor

La actividad de transmisión se refiere principalmente al transporte de la energía, en altos niveles de voltaje⁸, desde los generadores hacia los centros de consumo. Para ello cuenta con un conjunto de redes de diferente tensión y sub estaciones de conversión⁹. La actividad de distribución es la encargada de llevar la energía a menores niveles de voltaje desde las subestaciones hasta el consumidor. Comprende un conjunto de líneas de transmisión a bajo voltaje y de subestaciones donde funcionan los transformadores que reducen la tensión a niveles apropiados para el uso industrial o doméstico.

Aunque generalmente se asocia la actividad de distribución con el abastecimiento directo a los usuarios, experiencias recientes han tratado de identificar mejor las actividades involucradas en la provisión de energía, ello con el fin de no establecer mayores restricciones en actividades donde se puede establecer competencia. Este es el caso de la comercialización, que puede separarse de la distribución y abarca principalmente la facturación y cobranza al usuario final. En el **Gráfico 2** se muestran las diferentes actividades involucradas para que la energía llegue hasta el usuario final.

Gráfico 2: Actividades involucradas en la provisión de energía



Fuente: Elaboración propia

⁸ Las características de las líneas de transmisión son: capacidad (medida en Wats), referida a la potencia que puede transportar, y la tensión (medida en Voltios) referida a la velocidad de transporte.

⁹ Las subestaciones tienen transformadores que convierten la electricidad de alto voltaje a electricidad de menor voltaje. La electricidad de alto voltaje puede viajar más eficientemente distancias largas por tener menores pérdidas por exposición al medio ambiente.

1.2 Características económicas y tecnológicas de la actividad de generación

Existe consenso de que las actividades de transmisión y distribución poseen características de monopolio natural¹⁰, mientras que en las actividades de generación y comercialización se puede implementar mecanismos de competencia sin mayores pérdidas de eficiencia.

Para el caso de la generación, la introducción de competencia es posible en parte por la reducción de las barreras a la entrada en la actividad gracias al avance tecnológico que ha permitido contar con centrales térmicas con menores costos de inversión y menos específicas (pudiendo usar diferentes combustibles), y por otro lado, a la evidencia empírica existente sobre el agotamiento temprano de las economías de escala.

Así, según Paul Joskow (1983), plantas generadoras basadas en vapor agotan las economías de escala a un nivel de 400 MW, mientras que en otros estudios realizados para Latinoamérica como Rainieri (1997) sugieren que el tamaño óptimo de capacidad es del orden de 340 MW para centrales a gas¹¹.

Asimismo, Christensen y Green (1976) manifiestan que las economías de escala del sistema, es decir considerando la capacidad de las generadoras interconectadas al sistema, se agotan alrededor de los 4 GW. Con consideraciones análogas, Atkinson y Halvorsen (1984) sugieren que las economías de escala en países como los Estados Unidos parecen haberse agotado. Por su parte, para del Sol y Pérez (1995) las economías de escala del sistema tenderían a agotarse cerca de los 3 GW.

En este contexto, desde 1980, la organización de la industria eléctrica ha presentado una transformación en diferentes países del mundo, orientada hacia la división de actividades (desintegración vertical), manteniendo bajo concesión exclusiva la transmisión y distribución y eliminando las barreras legales a la entrada en la generación (libre acceso). En el ámbito latinoamericano, una de las primeras

¹⁰ Las funciones de costos asociadas son subaditivas, principalmente por la existencia de economías de escala y densidad,

¹¹ Rainieri (1997) enfatiza que las economías de escala sólo se observan ex – ante, porque una vez construida la planta no es posible cambiar su capacidad de generación a un costo razonable.

experiencias en este sentido fue el caso chileno que reformó la industria eléctrica a mediados de los ochenta.

Precios y equilibrio financiero

Los principios de fijación de tarifas de generación en el sector eléctrico fueron formulados originalmente en el trabajo de Boiteaux (1960). Este modelo es presentado brevemente en varios libros de texto de regulación, aunque no aplicado específicamente al sector eléctrico, siendo conocido como el modelo “Peak-load Pricing” (ver Laffont y Tirole, 1993).

El modelo establece que el precio de energía del sistema corresponda al costo variable de la última unidad de generación que ingresó a despachar; mientras que el precio de potencia corresponde al costo de instalar una unidad de generación para cubrir el crecimiento de la demanda de potencia, considerando un margen de reserva para el riesgo de falla (una explicación más detallada se muestra en el **Anexo 1**).

La aplicación de estos criterios permite que los ingresos obtenidos cubran los costos de inversión y operación de cada generadora, siempre y cuando el parque generador sea el que permita abastecer la demanda al mínimo costo¹² (ver S. Bernstein, 1988). Este resultado (cuya obtención detallada se muestra en el **Anexo 2**) se puede resumir en la siguiente igualdad:

$$\text{Ingresos por Potencia} + \text{Ingresos por energía} = \text{Anualidad de Inversión} + \text{Costos Operativos}$$

Si bien en el corto plazo el tamaño de la oferta puede diferir del óptimo, ya sea por las indivisibilidades y/o decisiones de inversión equivocadas; en el largo plazo, se estaría cumpliendo la condición de sistema económicamente adaptado. Si algunas empresas están perdiendo dinero, ello debería funcionar como una señal para las decisiones de inversión, llevando al sistema a la situación de económicamente adaptado.

¹² Que vendría a ser el “sistema económicamente adaptado”

Naturaleza de la competencia en generación

En una estructura de mercado con restricciones de capacidad y decisiones descentralizadas, el costo marginal no es un equilibrio de Nash si no más bien se espera que el precio en el mercado sea mayor al competitivo (Tirole, 1990). En este contexto, la competencia en la generación se busca a través de la organización del despacho de las unidades de generación.

Existen tres opciones usadas internacionalmente para organizar las funciones de ofertas individuales. Por un lado, el primer método (precios declarados)¹³ establece que las empresas puedan declarar el precio por cada unidad de energía que esta dispuesta ofrecer en el mercado. En el segundo método (costos auditados)¹⁴, el costo variable de cada unidad de generación no es determinado por la empresa. El último método (precio tope)¹⁵ es un híbrido de los dos anteriores. Aquí la empresa fija el precio de cada unidad de generación, sin exceder el precio establecido por el ente regulador.

En el primer modelo se espera que las fuerzas de mercado lleven al precio al costo variable de producción. Además, teóricamente se dan los incentivos para reducción de costos. Sin embargo, en un entorno de alta concentración y empresas con gran influencia en el mercado, se puede tenerse el problema de precios por encima del costo marginal del sistema.

En el segundo modelo se limita esta posibilidad ya que el precio de las empresas debe igualar a los costos variables. Sin embargo, se presenta el problema de información asimétrica por parte del regulador. En este caso, si el precio fijado es mayor al verdadero se generan rentas injustificadas y pocos incentivos a reducir costos. Por último, el tercer método puede generar incentivos para que las empresas se peguen al precio referencial, por lo que un error en su cálculo puede generar distorsiones.

¹³ Colombia , El Salvador y Reino Unido

¹⁴ Perú, Chile, Bolivia y Guatemala

¹⁵ Argentina

2. Experiencias de competencia en generación

Existe una literatura muy amplia sobre los mecanismos de reestructuración¹⁶ del sector y experiencias relevantes. Entre los trabajos pioneros están los realizados por Paul Joskow y Richard Schmalensee (1983) los cuales se dirigían principalmente a la forma como el sector debía abrirse a la competencia. Posteriormente, una serie de autores han realizado un seguimiento a las principales experiencias, incluyendo publicaciones del BID para el caso latinoamericano (ver Millán, 1999).

A continuación se hace una breve reseña de las experiencias más relevantes para el caso peruano, tratando de centrar el tema en la problemática de la competencia en generación y los arreglos institucionales diseñados con este fin. Ello permitirá mostrar que la adopción de los diferentes modelos de reestructuración del sector obedece a una serie de factores como el grado inicial de desarrollo en cada país, y los objetivos inmediatos perseguidos.

El caso inglés

En 1994 en el Reino Unido se adoptó el modelo Poolco¹⁷ como forma de organizar el despacho y la coordinación del sistema¹⁸. Aquí los generadores podían ofertar energía a diferentes precios (ver Armstrong et. al. 1994). Sin embargo, después de algún tiempo se detectó como principal problema que dos empresas con posición de dominio se repartían el mercado mediante prácticas colusivas. Ello ha derivado en incrementos en los precios del Pool a pesar de la disminución de los costos. Se discutió como una posible medida, la división en más unidades a las empresas generadoras que se encontraban en proceso de reestructuración y privatización. Ello podría reducir el poder de mercado.

¹⁶ Los principales objetivos de estas reformas son fomentar la eficiencia económica y seguridad en el suministro, lo cual demanda una estrecha coordinación en el suministro de energía en el sistema. La coordinación física tiene como principal función: mantener la sincronía del sistema para asegurar el abastecimiento y controlar las variables que permitan mantener la estabilidad del sistema, tales como frecuencia, voltajes, flujos máximos por la línea de transmisión, reserva rotante, equilibrio de generación, entre otras. Por su parte, la coordinación económica tiene como principal función minimizar el costo social de la operación del sistema.

¹⁷ La coordinación económica y física están centralizadas en el Centro de Despacho (pool).

¹⁸ La cantidad de energía que cada unidad de generación debe de inyectar al sistema. Este “debe” es establecido por el coordinador central.

Otro problema se da en el proceso de fijación de los precios (Millán, Jaime (1999)). Este proceso es complejo y poco transparente, lo que ha llevado que éstos no den las señales adecuadas para el desarrollo de los mercados de derivados y una menor rigidez en el mercado de contratos. Finalmente, se ha detectado que los cargos por capacidad no establecen la estructura de incentivos para que en el corto plazo tanto la oferta como la demanda respondan a cambios bruscos. En el largo plazo, la complejidad en la administración de los cargos por potencia no da una buena señal para el incremento de la oferta de capacidad.

El caso español

En este país se abrió el mercado de generación a la oferta y demanda a fines de 1998, estableciéndose un esquema ISO – PX (Independent System Operator - Power Exchange)¹⁹ en donde se establecen dos entes que coordinen el despacho. Uno que ordene las ofertas de una subasta diaria, y el otro, es un ente técnico encargado de analizar la viabilidad física de las ofertas económicas.

Este modelo busca superar al modelo inglés mediante una participación más activa de la demanda a través de una mayor flexibilidad para la contratación, y la creación de mercados sucesivos que permitan a los generadores hacer ofertas con mayor libertad y asumir riesgos.

Si bien la apertura es reciente, se espera que paulatinamente de vaya consolidando un mercado más competitivo, aunque todavía se observa cierto grado de concentración.

Un problema que se tuvo que enfrentar con la adopción de este modelo es la compensación de los “stranded costs” (costos encallados) por parte del Estado a las empresas, ya que éstas habían realizado inversiones con otras reglas de juego.

¹⁹ Descentraliza las funciones económica y técnica en dos instituciones. La primera está centralizada en una bolsa, denominada Operador del Mercado (PX sus siglas en inglés). El despacho físico de la energía, así como las labores relacionadas a mantener la seguridad y confianza del sistema son responsabilidad de un ente independiente denominado Operador del Sistema (conocido en inglés con las siglas ISO).

El mercado eléctrico en California

La experiencia más avanzada de la introducción de competencia vía el modelo ISO – PX es la del estado de California. En este modelo, el precio de la electricidad al nivel mayorista lo fijara la oferta y la demanda; mientras que los precios finales se mantendrían fijos hasta 2002 para evitar movimientos abruptos.

Además, se estableció que las compraventas se hicieran al nivel “spot” y no mediante contratos de largo plazo. Sin embargo, posteriormente se apreció un fuerte incremento de la demanda que no estuvo acompañado por un incremento de la capacidad, ya que no se establecieron mecanismos que garanticen pagos mínimos por las inversiones, lo que habría generado pocos incentivos a invertir. Al producirse un año seco, las tarifas a nivel de generación se incrementaron fuertemente, lo cual unido al congelamiento de los precios finales se tradujo prácticamente en la quiebra de las empresas distribuidoras.

Borenstein, Bushnell y Wolak (2000), concluyen que en el mercado eléctrico mayorista de California el poder de mercado fue un factor significativo durante el incremento de precios observado en los veranos de 1998 y 1999, aunque éstos disminuyeron ligeramente en 1999. Paralelamente, Paul Joskow y Edward Kahn, muestran que los precios presentados en el sistema de generación de California se situaron por arriba de los esperados respecto a una simulación de precios competitivos (ver Joskow y Kahn, 2001). El ejercicio es realizado para un parque generador eminentemente térmico y considera un problema de maximización de beneficios estático.

Entre otros factores que explican la crisis estaría la rigidez impuesta sobre las empresas desintegradas verticalmente para contratar a mediano plazo con las distribuidoras, lo cual les permite reducir la variación de sus ingresos, dada la volatilidad de los precios “spot” y los riesgos de factores no controlables por las generadoras como el ciclo hidrológico y los precios de los combustibles

Un factor adicional que explica que la crisis no se haya solucionado por mecanismos de mercado es la persistencia de algunas barreras importantes a la entrada de nuevas inversiones cuya reducción no acompañó al proceso de desregulación tales como exigencias medio ambientales que se imponen a los nuevos proyectos y los castigos que

se imponen a la emisión de partículas contaminantes que impiden a las centrales operar a máxima capacidad. A su vez, el congelamiento de las tarifas a usuarios finales no da las señales económicas adecuadas para ahorrar energía un momento de crisis energética.

El Caso Argentino

Argentina inició su reforma basándose en el modelo chileno, aunque empezó a introducir algunas diferencias importantes. En primer lugar, el mercado mayorista se abrió a todos los agentes del mercado y no sólo a los generadores, lo que limita su posibilidad de captura por parte de algún grupo de interés. El despacho aún se basa en costos, pero estos son declarados semestralmente por los generadores teniendo topes máximos. Otra diferencia está en que los precios spot no sólo sirven para valorar los intercambios entre generadores sino que los distribuidores también pueden realizar sus compras en este mercado a un precio estabilizado, lo mismo que los clientes libres.

La reforma está en marcha y se busca dotar de mayor flexibilidad para el funcionamiento de las ofertas de las empresas, más libertad para los contratos y el establecimiento de algunas modificaciones a sistemas como el pago del cargo por capacidad que estaría dando origen a incentivos equivocados para invertir en ella.

Algunas Lecciones Importantes

Si se intentara resumir algunos de los principales problemas que se han enfrentado en las reformas reseñadas y que pueden servir de lección para experiencias menos avanzadas como la peruana, podríamos mencionar:

- La necesidad de diseñar un esquema integral que contemple la estructura de las actividades y mercados en el caso de abrir a la competencia el mercado de “spot”.
- Considerar las características del parque generador en cada caso a fin de identificar los posibles problemas de poder de mercado que se originarían en la apertura. Ello también permitirá evaluar el nivel de apertura y el diseño de los esquemas de subastas.

- La creación de incentivos adecuados y reducción de rigideces institucionales para permitir que los mecanismos de mercado funcionen, en particular crear facilidades para el desarrollo de un mercado de contratos flexible.
- Diseñar mecanismos que fomenten el incremento de capacidad eficiente que cubra los incrementos de la demanda, removiendo barreras a la entrada y reduciendo los riesgos comerciales de los generadores. Ello sin afectar los mecanismos de competencia diseñados.

3. Análisis de un Régimen de Precios declarados para el Perú.

En el Perú, la reforma del sector se inició con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) a fines de 1992. En ella se establecían como principios regulatorios el fomento de la eficiencia, la competencia y la no discriminación.

Entre los mecanismos utilizados con este fin destacan: la introducción del libre acceso a la actividad de generación, la valorización de los servicios basados en principios de eficiencia tales como el abastecimiento al mínimo costo marginal de generación y el uso de empresas modelo para fijar las tarifas de transmisión y distribución.

Asimismo, se establecieron dos mercados, el mercado regulado para el abastecimiento de los clientes con demandas inferiores a un 1 MW de potencia, abastecidos por las distribuidoras y, el mercado no regulado (o libre) por cuyo abastecimiento compiten las generadoras y distribuidoras.

Las tarifas a los clientes finales regulados tienen dos componentes: la tarifa en barra (que incluye el costo de generación y el peaje por transmisión principal) y el VAD (Valor agregado de distribución). Ambas son calculadas por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) de OSINERG (antes Comisión de Tarifas de Energía).

El precio en barra es el precio máximo referencial utilizado en las compras de energía y potencia de las distribuidoras para atender a los clientes regulados. Este se calcula como el menor costo promedio de abastecimiento de la demanda proyectada considerando el parque esperado para los próximos 48 meses. Las tarifas en barra permanecen fijas por

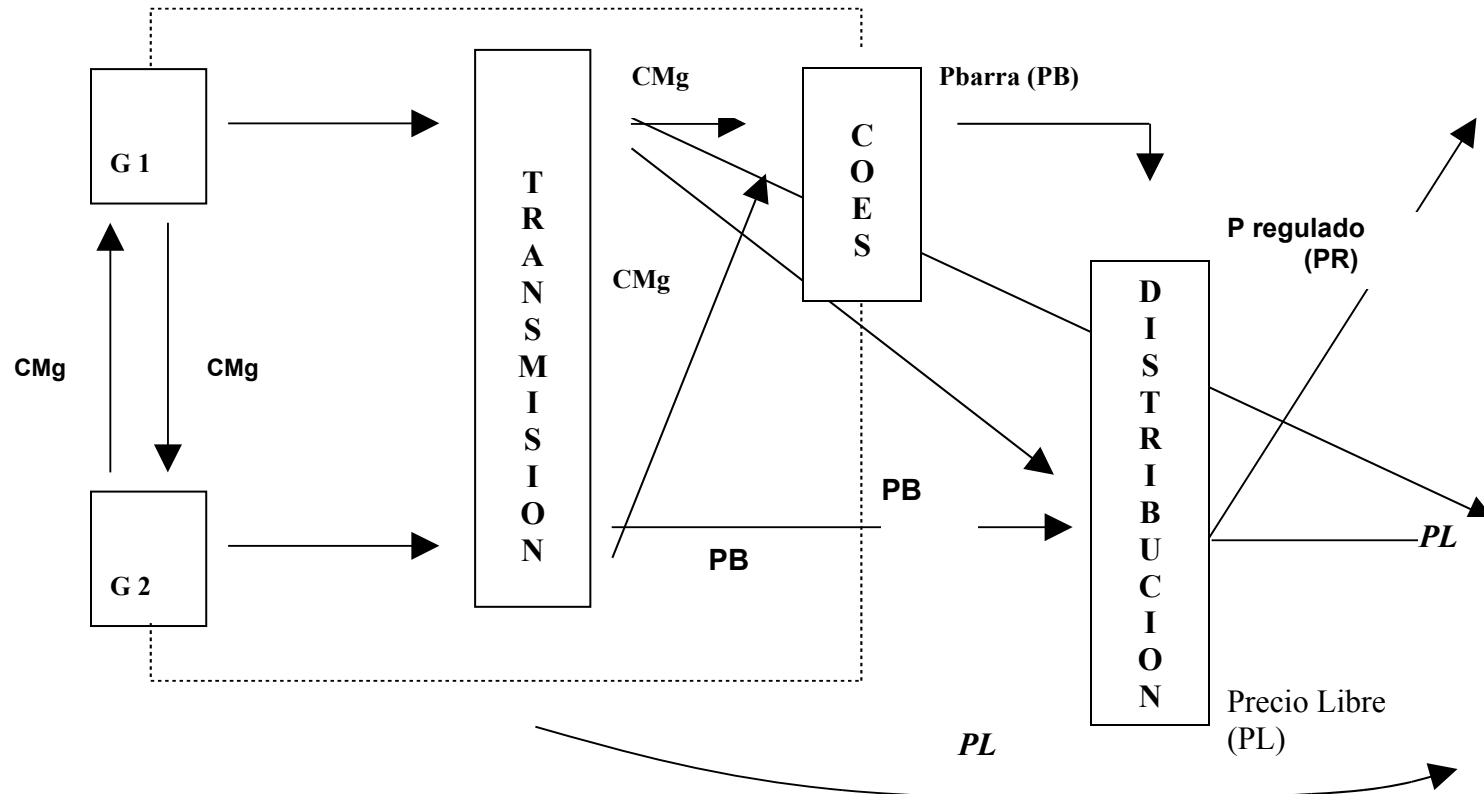
un período de seis meses, siendo actualizadas sólo cuando varían algunos de sus componentes por encima de cierto nivel (precios de los combustibles, tipo de cambio, entre otros).

Sin embargo, con el fin de mantener el abastecimiento al mínimo costo, se le encarga al COES (Comité de Operación Económica del Sistema), el abastecimiento al mínimo costo real de la demanda (costo marginal instantáneo o precio spot). Este costo puede ser muy variable dependiendo, entre otros, del ciclo hidrológico y el precio de los combustibles²⁰. Además, por problemas de restricciones de las instalaciones de transmisión o hechos imprevistos en la generación, la cantidad de energía despachada por la generadora puede estar por debajo de su demanda. Este hecho genera una serie de transacciones entre las generadoras valoradas a precios spot.

En el caso de la transmisión de energía, se calculan anualmente los peajes de transmisión y los ingresos tarifarios con los cuales los generadores remuneran a las transmisoras en proporción a su potencia ofrecida al sistema principal. Estos peajes cubren los costos anuales de transmisión que equivalen a una anualidad del VNR (Valor Nuevo de Reemplazo) de las instalaciones, actualizada con una tasa de descuento de 12% y los costos de operación y mantenimiento eficientes. Ello se hace debido a las características de monopolio natural de esta actividad y la necesidad de cubrir los costos medios. En la distribución de energía sucede algo similar, calculándose cada cuatro años el VNR y los costos de explotación, que conforman el Valor agregado de Distribución (VAD). Este es actualizado periódicamente en función de una serie de factores. Para ello se suelen usar consideraciones de competencia con una empresa modelo. En el **Gráfico 3** se presenta la organización del sistema eléctrico peruano.

²⁰ De esta forma, la tarifa en barra tendría como principal finalidad suavizar las variaciones y permitir contratos de mediano plazo.

Gráfico 3 : Organización del sistema eléctrico peruano



Fuente: Documento “Análisis de Competencia en el Sector Eléctrico” - Gonzalo Tamayo y otros (1999, mimeo)

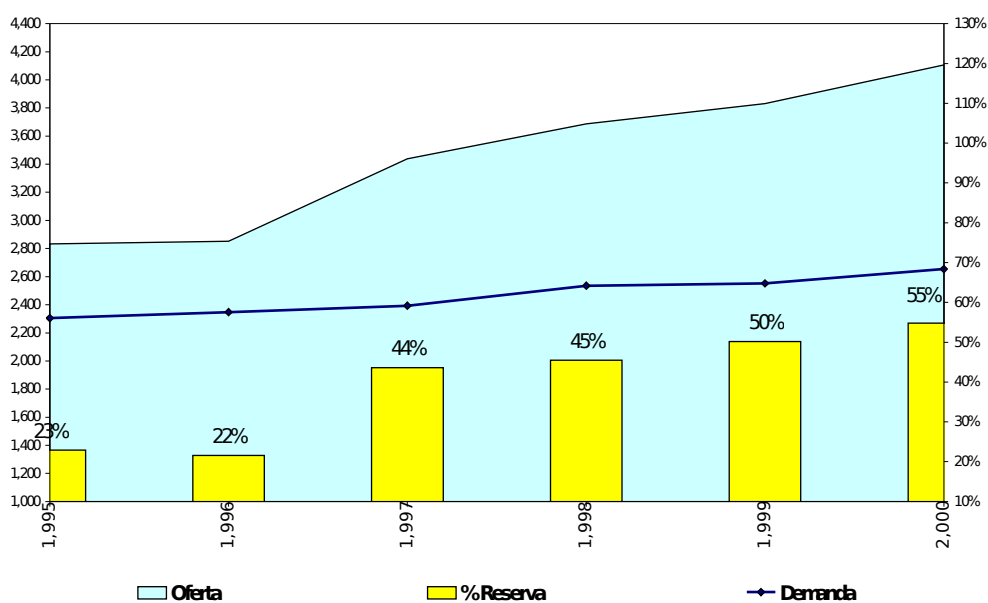
3.1 Estructura del mercado de generación

En setiembre del 2000 se formó el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) el cual cubre un 95% del consumo de energía del Perú y que excluye sólo a los sistemas aislados que corresponden principalmente a departamentos ubicados en el Selva como San Martín, Ucayali y Loreto. En estos sistemas aislados la generación es predominantemente térmica.

- **Capacidad y máxima demanda**

La capacidad efectiva del SEIN a diciembre del 2000 alcanzó los 4405,1 MW, siendo un 54% mayor a la máxima demanda. Esto se explica principalmente por la importante inversión en capacidad realizada en los últimos años así como consecuencia de los compromisos de inversión asumidos en el proceso de privatización. Un factor adicional es la garantía de un pago por potencia independiente del despacho, que como se mostrará posteriormente habría dado origen a una oferta no alineada con la demanda.

Gráfico 4: Evolución de la capacidad y máxima demanda SEIN (MW)



Fuente: Osinerg

Al año 2001, un 41% de la capacidad instalada es de origen térmico y un 59% hidráulico, existiendo 16 empresas en el sistema, las dos principales vienen a ser Edegel (Endesa S.A) y Electroperú (estatal), aunque esta última empresa la supera ampliamente en producción dado que su capacidad es casi totalmente hidráulica.

Cuadro 1: Capacidad efectiva (Mw) por tipo de central del SEIN (2001)

Control	Empresa	Hidráulica	Térmica	Total
Estado	Egesur	35	26	61
Estado	Egasa	170	155	324
Estado	Egensa	91	12	103
Estado	Electroperú	842	21	863
Estado	San Gabán	110	33	143
PSEG	Electroandes	174	0	174
Tractebel	Enersur	0	365	365
Duke	Egenor	352	177	529
Duke - Maple	Aguaytía	0	157	157
Endesa	Edegel	738	262	1000
Endesa	Etevensa	0	328	328
Endesa	Eepsa	0	129	129
Nordic Power	C.N.P Energía	38	25	63
Skanska - Nordic Power	Egecahua	48	0	48
Shoungang	Shougesa	0	64	64
Trupal	Trupal	0	14	14
	Total	2595	1767	4362

Fuente: OSINERG

▪ **Producción y ventas de energía**

La producción de energía en el caso peruano muestra claramente una predominancia hidráulica debido a la importante capacidad de generación existente con este tipo de fuente. Así, en el 2000 de los 17 662 GWh producidos por las generadoras dentro del SEIN, un 87,6% fue producido por centrales hidráulicas (destacando Electroperú con el 38,8%). Entre las centrales térmicas destacan Enersur, que usa carbón y Aguaytía y Eepsa que utilizan gas natural.

Cuadro 2: Producción de energía del SEIN (GWh - Diciembre 2000)

Empresa	Hidráulica	Térmica	Total	Participación
Aguaytía Energy		260	260	1.5%
Cahua	276		276	1.6%
Cementos Norte Pacasmayo	193	14	206	1.2%
Edegel	3720	21	3741	21.2%
Eepsa		409	409	2.3%
Egasa	928	113	1042	5.9%
Egema	6	3	9	0.1%
Egenor	1577	14	1592	9.0%
Egesur	109	100	209	1.2%
Electro Andes	1153		1153	6.5%
Electroperú	6858	10	6868	38.9%
Enersur		1248	1248	7.1%
Etevensa		3	3	0.0%
Pariac	25		25	0.1%
San Gabán	554	0	555	3.1%
Shougesa		1	1	0.0%
Sindicato Energético	65		65	0.4%
	15466	2196	17662	100%

Fuente: Anuario Estadístico Osinerg 2000

De las empresas generadoras las ventas a las distribuidoras representan físicamente un 77% de las ventas totales, siendo el resto vendido a grandes clientes. Sin embargo, dentro del parque generador la situación de las empresas es muy variada, apreciándose que algunas no tienen contratada toda la capacidad que pueden generar y por lo tanto venden al sistema al costo marginal instantáneo, mientras que en otras sucede lo inverso. Sin embargo, estas ventas en el mercado spot son muy volátiles y no contratar implica asumir una serie de riesgos tanto para las generadoras hidráulicas y térmicas.

Cuadro 3: Participación de las ventas de energía de las generadoras por mercado (2000)

Generadores Superavitarios	Edegel	Electroperú	Egasa	Egesur	San Gabán
Emp. Distribuidoras	61.1%	81.3%	75.5%	53.9%	19.1%
Clientes Libres	10.1%	13.1%	4.6%	0.0%	45.6%
Ventas al Sistema (COES)	28.8%	5.6%	19.9%	46.1%	35.3%
Oferta Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

Generadores Deficitarios	Aguaytía	Cahua	Eepsa	Etevensa	Shougesa	Egenor	Egema	Enersur
Emp. Distribuidoras	99.7%	45.0%	90.7%	100.0%	0.3%	81.2%	99.8%	0.0%
Clientes Libres	0.3%	55.0%	9.3%	0.0%	99.7%	18.8%	0.2%	100.0%
Oferta Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Compras al Sistema (COES)	85.0%	28.2%	53.6%	99.9%	100.2%	48.7%	101.6%	22.6%

Fuente: Osinerg

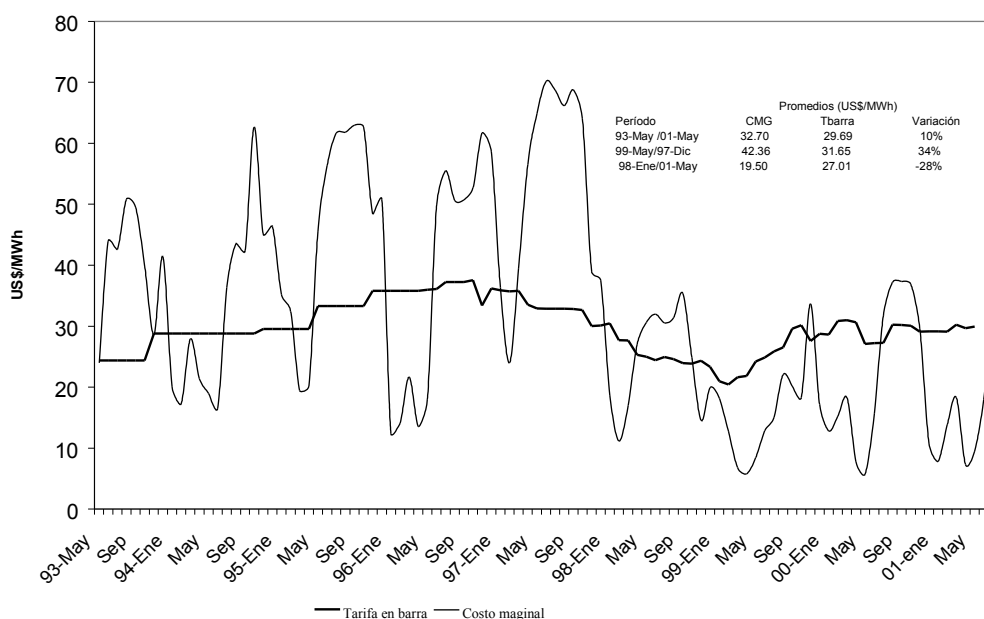
▪ Precios en barra y costos marginales instantáneos

Aunque en los últimos años se aprecia que los costos marginales del sistema se han ubicado por debajo de las tarifas en barra debido principalmente a tres años húmedos

consecutivos (ver **Gráfico 5**), entre mayo de 1995 y mayo del 2001, en promedio las tarifas en barra han sido menores a los costos marginales instantáneos. Esta situación ha generado en ciertos períodos algunas señales no deseables a los generadores, como los bajos incentivos a contratar con las distribuidoras, a lo que no están obligados.

Entre las explicaciones posibles de estas divergencias están la elección del horizonte de cálculo de la tarifa en barra, las centrales incorporadas en el plan de obras, sucesos inesperados o causas de fuerza mayor, entre otras. Otra posible explicación se refiere al nivel de competencia en el mercado spot y los mecanismos que podrían existir dentro del COES para influir en los precios. Sin embargo, esta posibilidad debe ponerse en el contexto de los mercados a los cuales abastecen las generadoras y los incentivos que estas tendrían para determinados comportamientos.

Gráfico 5: Evolución de los Costos marginales y tarifa en barra



Fuente: COES

3.2 Organización de la actividad de generación

En el Perú se reconoce el libre acceso a la actividad de generación, estableciéndose sólo algunos requisitos para el otorgamiento de concesiones por parte del MEM cuando la

potencia a instalarse supere los 10 MW. Estas concesiones tienen un carácter temporal (2 años) para la realización de estudios y permanente otorgada por un plazo indefinido²¹.

Las empresas generadoras pueden vender energía vía contratos con las distribuidoras a precios en barra, con clientes libres a precios negociados, que son generalmente empresas mineras y a costo marginal instantáneo si las necesidades del despacho a mínimo costo del sistema lo requiere. Estas características hacen que el arreglo institucional existente corresponda al modelo Poolco.

- **El rol de COES y la operación del sistema**

La organización de la operación del sistema eléctrico está a cargo del Comité de Operación Económica del Sistema (COES). Este se encarga de abastecer al sistema de energía y potencia al mínimo costo, para lo cual ordena a las centrales en orden creciente en función de sus costos variables. Los costos de las centrales son auditados por el COES, en el sentido de que éstos deben ser justificados. Sin embargo, si bien las decisiones dentro del COES son de naturaleza técnica existen una serie de diferencias en los intereses de los generadores y un margen para que algunos resulten favorecidos. La gobernabilidad y toma de decisiones dentro del COES dependen varios factores como la composición de los directorios, el procedimiento de toma de decisiones y otros.²²

El despacho del sistema se hace con independencia de los contratos que tengan los generadores con sus clientes (distribuidoras y no regulados), lo que origina la existencia de transferencias netas de potencia y energía al final del año cuando las cantidades despachadas sean menores o mayores a los compromisos contraídos. Bajo este contexto, la intención de los costos auditados es igualar los costos sociales con los privados. Es decir, reducir los incentivos que enfrentan las empresas ineficientes de declarar costos bajos y así ingresar a despachar energía. Esto originaría un desplazamiento de las centrales más económicas con consecuencias sobre la eficiencia productiva. En el caso de la CTE, que usa el mismo método para el cálculo de las tarifas, la consecuencia sería un desajuste en las tarifas.

²¹ En ambos casos existen garantías de cumplimiento de los compromisos que ascienden al 1% del presupuesto del estudio hasta un máximo de 25 UIT en el primer caso o del proyecto de inversión hasta un máximo de 50 UIT en el segundo caso (Título III, artículo 23 de la LCE).

²² Este tema ha sido analizado en el estudio de Alvarez (1998) para el caso latinoamericano.

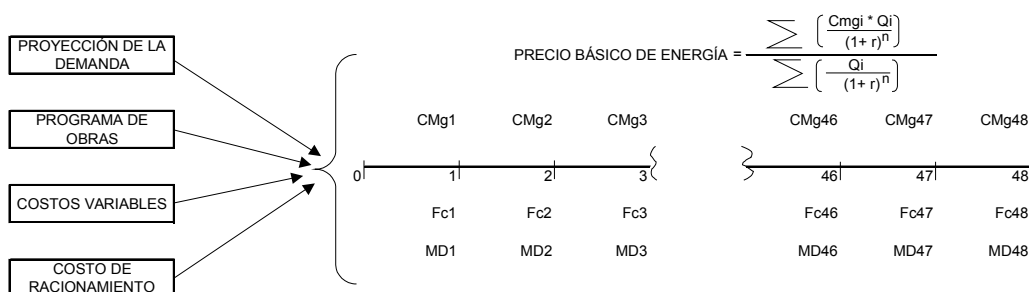
Fijación de las tarifas en barra

El modelo para la fijación de las tarifas en barra requiere identificar, en primer lugar, una barra específica del sistema, llamada “Barra Base”. Esta barra es aquella de donde se consume (o retira) la mayor cantidad de energía²³.

La tarifa en dicha barra es la suma del precio básico de energía (PBE) y potencia (PBP). El PBE es el valor presente de los costos marginales ponderados del sistema para los próximos 48 meses. Para determinar el costo marginal (CMg) mensual se utiliza un modelo de programación dinámica estocástica²⁴, en el cual se considera los escenarios hidrológicos, las probabilidades de falla, el mantenimiento de las centrales, entre otros. Obtenidos los costos marginales, estos son multiplicados con las demandas de energía mensual proyectadas también para los próximos 48 meses. Posteriormente se obtiene el valor presente (usando una tasa de 12% real anual establecida en la LCE) de estos productos. Este valor presente se divide entre el valor presente de las demandas de energía (ver **Gráfico 6**). El resultado es el Precio Básico de Energía

El objetivo que se desprende de la Ley con respecto al PBE es suavizar la gran volatilidad de los costos marginales – ya que depende fuertemente de la hidrología, los precios de los combustibles y otros factores no previsibles- y a la vez le permita recuperar todos los costos incurrido.

Gráfico 6: Proceso de fijación de las tarifas en barra



Fuente: "Informe de Situación de las Tarifas Eléctricas 1993-2000" (CTE)

²³ En el Sistema Interconectado Nacional es la Barra Lima

²⁴ El modelo usado actualmente es el modelo Perseo que permite calcular el precio en cada barra del sistema, considerando las restricciones de transmisión y la optimizando el uso de las principales cuencas del sistema.

El Precio Básico de Potencia es el costo de instalación para hacer frente a la máxima demanda del período de análisis (4 años)²⁵. Para tal fin se determina las máximas demandas (MD) de cada período a través de las proyecciones de los factores de carga (Fc). El Fc se define como el ratio entre el consumo promedio y la máxima demanda. A partir de los valores de máxima demanda se elige el valor máximo, dando como resultado la capacidad de potencia necesaria para abastecer los requerimientos de consumo en el futuro.

A partir de la tarifa en la barra base se extiende para el resto de las barras del sistema. Esta extensión utiliza las pérdidas marginales de energía y potencia y el peaje de conexión al sistema principal de transmisión.

3.3 Un Modelo de Oligopolio simplificado

La preocupación por el abuso del poder de mercado en el sector eléctrico ha derivado en una serie de trabajos de investigación. Entre estos se encuentran las investigaciones que hacen uso de índices de concentración tales como el Índice de Hirschman – Herfindahl (ver Pace, 1996). Estas investigaciones han sido duramente criticadas por la debilidad de los índices de concentración para incorporar elementos dinámicos del mercado y elasticidades (ver Borenstein et al, 1998).

Investigaciones más específicas sobre la competencia en el sector eléctrico como las realizadas por Green y Newbery (1992) y Green (1999), buscan principalmente identificar los mecanismos mediante los cuales las grandes empresas generadoras pueden manipular los precios en el mercado eléctrico. El primer trabajo hace uso de la aproximación de “equilibrio en la función de oferta” para modelar comportamientos estratégicos, demostrando que un mayor número de empresas generadoras estaría asociado a un incremento de la competencia efectiva. Así, en casos como el Reino Unido, con apenas dos empresas (Powergen y National Power) las posibilidades de un mercado competitivo son muy bajas.

En el segundo trabajo, realizado para Inglaterra y Gales, demuestra que las dos empresas dominantes tienen incentivos para incrementar el precio del mercado spot.

²⁵ Actualmente, este costo corresponde a la anualidad de la inversión y costos fijos de operación y mantenimiento de una turbina a gas de 113 MW ubicada en Lima (US\$ 67,28 por año)

Además, señalan que si las empresas tienen toda su producción de energía contratada, se pierden los incentivos para incrementar el precio en el mercado “spot” tendiéndose a precios competitivos.

Von der Fehr y Harbord (1993) demuestran, modelando el mercado eléctrico del Reino Unido, como una “subasta múltiple de sobre cerrado”, que existen fuertes incentivos para que las generadoras incrementen sus precios por encima del costo marginal, aun sin necesidad de colusión. Asimismo, sugieren que centrales ineficientes declarando costos bajos pueden ser despachadas antes que las eficientes, generando una oferta ineficiente en el sentido de que el costo total del sistema no es minimizado. Además demuestran que la función de distribución del precio de oferta es creciente con la demanda, es decir el precio esperado es mayor a medida que la demanda se acerca a su máximo. Finalmente, demuestran que la empresa ineficiente tiene dominancia estocástica de primer orden con respecto a la eficiente; es decir, la ineficiente tiene mayor probabilidad de que determine el precio de energía.

Recientemente se están realizando trabajos sobre la capacidad de manipulación del precio de energía en sistemas hidrotérmicos. En estos casos las generadoras hidráulicas pueden planificar el uso del agua de su reservorio e incrementar el precio spot. Estos temas han sido analizados en Investigaciones como las realizadas por Bushnell (2000) y Pereira et al (1998) En este caso el modelo es algo más complicado ya que supone un proceso de elección intertemporal de las cantidades a producirse en cada período (ver **Anexo 3**). Sus resultados muestran que en sistemas con preponderancia hidráulica, la posibilidad de manipular la oferta reduce los potenciales beneficios de abrir el sistema a subastas de precios y cantidades, dada la posibilidad de abuso de posición de dominio de estas empresas.

El Modelo

Tomando algunos elementos de los modelos desarrollados por Richard Green y David Newberry (ver **Anexo 4**) y considerando características relevantes de la organización del mercado eléctrico peruano, mostradas en la sección anterior, se plantea un modelo simple de oligopolio que formaliza los comportamientos estratégicos de las generadoras en un contexto de declaración de costos para el despacho en el COES. Se asume que la

potencia de cada una de las unidades de generación es determinada por el COES o el Osinerg.

Las características del mercado eléctrico peruano a modelar son las siguientes:

Características y organización del mercado:

Existen “N” unidades de generación ($i= 1, 2, \dots, N$), donde $i = N$ es la unidad de punta, mientras que $i = 1$ es la unidad de base.

Cada unidad tiene costos diferentes, con $C_i > C_{i+1}$ y una potencia asociada P_i y P_{i+1} respectivamente.

La regla con la que el COES organiza el despacho y determina el costo marginal es la siguiente:

$$\text{Si } \sum_{i=1}^k P_i < P_d \text{ y } \sum_{i=1}^{k+1} P_i \geq P_d, \text{ entonces } C_{k+1} = CMg_{\text{sistema}} = \text{Precio "spot" (Ps)}$$

Se asume una demanda de energía que depende del tiempo y es inelástica en el precio. Esta demanda puede representarse a través de la curva de duración que depende linealmente del tiempo. La curva de duración resulta de ordenar de mayor a menor la curva de carga.

$P(t) = MD - mt$; donde
 $m(fc) = \frac{2MD(1 - fc)}{T}$, fc : Factor de carga
 MD : Máxima demanda, T : número de horas al año

fc es un indicador de la intensidad de uso de la máxima demanda. Este resulta de dividir la potencia media y la máxima potencia del año. Finalmente, la pendiente de la curva de carga es función inversa del factor de carga y directa de la máxima demanda.

Comportamiento de la empresa

La empresa busca declarar el costo que maximice su beneficio agregado. Este es la suma de sus ingresos por la venta de energía en el mercado de contratos²⁶ (X) (mercado libre y mercado regulado) a precios fijos (f) y la venta al mercado “spot”²⁷ al costo marginal del sistema o precio “spot”. Además se considera los ingresos por potencia²⁸. El costo total es la suma de los costos operativos de generación y los costos de inversión (A_i)²⁹.

La empresa optimiza derivando la función de beneficios $B_i = P_s * (Q_i - x_i) + f x_i - C(Q_i)$ con respecto al precio e igualando a cero:

$$\frac{\partial P_s}{\partial p_i} * (Q_i^{SEA} - x_i) + \frac{\partial Q_i}{\partial p_i} * (P_s - C_i) = 0$$

donde SEA: Sistema Económicamente Adaptado

Proposición 1:

La empresa no tiene incentivos a declarar un costo diferente al verdadero si la producción de equilibrio es igual a la cantidad contratada (ya sea con un cliente libre o una distribuidora). En efecto, cuando la empresa declara un precio mayor al verdadero, esta reduce la cantidad despachada y de esta manera su ingreso. Por otro lado, si declara un precio menor al verdadero incrementa su despacho y por lo tanto su costo de producción, lo que no es cubierto con el precio declarado

Demostración:

²⁶ Mercado libre y regulado. En el primero se dan las transacciones entre generadoras y clientes libres a precios negociados; en el regulado se realizan las transacciones entre generadores y distribuidoras teniendo como máximo a las tarifas en barra.

²⁷ Son las transacciones derivadas de las diferencias entre la cantidad despachada por la generadora y sus contratos (clientes libres más distribuidoras). Estas transacciones se dan sólo entre generadoras.

²⁸ Según los artículos 111 y 112 del Reglamento vigente de la Ley de Concesiones Eléctricas (DS N° 009-93-EM), el ingreso por potencia corresponde a la suma de una proporción pagada sobre la base de la potencia firme remunerable valorizada con el precio de potencia fijado por Osinerg más una proporción asociada al producto de la potencia despachada por el precio de potencia horario.

²⁹ Si el período de análisis es un año, este costo es la anualidad de inversión de la empresa. Nótese que este costo es fijo, ya que un incremento en la producción de energía está asociada, en el corto plazo, al incremento de horas que participa en el desmaño más que a un incremento en la capacidad instalada.

Si la empresa no vende energía en el sistema ($Q_i^{SEA} = x$), la condición de optimización

se transforma en $\frac{\partial Q_i}{\partial p_i} (P_s - C_i) = 0$. En el caso en que declare un costo mayor al

verdadero, la pérdida marginal (costo declarado) de una reducción en la producción es mayor al ahorro marginal (costo de producción). Por otro lado, si declara un precio menor al verdadero incrementa su despacho la cual es valorada a un precio menor (costo declarado) que su costo de producción.

Proposición 2:

La empresa tiene incentivos a declarar un costo menor al verdadero si tiene una cantidad contratada (ya sea con un cliente libre o una distribuidora) mayor a la cantidad despachada. Cuando la empresa declara un costo mayor al verdadero, esta incrementa su gasto por dos motivos: tiene que comprar energía a un precio mayor e incrementar su compra en el mercado spot ya que se ha reducido su cantidad despachada.

Por otro lado, si declara un costo menor al verdadero, esta reduce su gasto por dos motivos: compra energía a un precio menor y reduce su compra en el mercado spot ya que se incrementa su cantidad despachada.

Demostración

De la condición de optimización $\frac{\partial P_s}{\partial p_i} * (Q_i^{SEA} - x_i) + \frac{\partial Q_i}{\partial p_i} * (P_s - C_i) = 0$ se observa que

cuando la cantidad energía contratada es mayor a la producción ($x_i > Q_i$), costos declarados mayores a los verdaderos generan mayores gastos a la empresa, mientras que costos declarados menores a los verdaderos reducen los gastos de la empresa.

Comportamientos estratégicos cuando la cantidad despachada es diferente a la cantidad

contratada: ($Q_i^{SEA} \neq x$)

La condición de optimización de la empresa i es:

$$\frac{\partial P_s}{\partial p_i} * (Q_i^{SEA} - x_i) + \frac{\partial Q_i}{\partial p_i} * (P_s - C_i) = 0$$

Para la empresa j es:

$$\frac{\partial P_s}{\partial p_j} * (Q_j^{SEA} - x_j) + \frac{\partial Q_j}{\partial p_j} * (P_s - C_j) = 0$$

Para encontrar el equilibrio es necesario definir la función que caracterice la demanda de la empresa³⁰ y el precio spot. El precio spot se define como el costo marginal promedio ponderado del sistema durante el periodo de análisis. Utilizando la función de la curva de duración, se tiene que el precio spot es igual a:

$$P_s = \sum_{p_i}^{p_N} \left(\frac{MD - P_i^2 t}{E} \right) p_i, \quad \text{donde } E : \text{ es la demanda de energía del sistema}$$

La variación del precio spot ante cambios en el precio de la empresa es:

$$\frac{\partial P_s}{\partial p_i} = \frac{2P_i^2}{E} p_i - \frac{P_i^2}{E} p_j + J_i$$

donde J es la cantidad de energía para el bloque de la empresa i

La función de demanda de la empresa i se deriva también de la curva de duración. Si la unidad de producción de la empresa (central) tiene el precio más bajo, entonces es programada por el COES durante todas las horas del año. Es decir se encuentra en la base de la curva de duración. En consecuencia, la cantidad de energía demandada (despachada) a la empresa resulta de multiplicar el valor de su potencia con el numero de horas.

El número de horas que participa en la curva de duración disminuye a medida que la empresa aumenta su precio declarado. Asimismo, aumenta en el caso de que la empresa rival incremente su precio declarado. La función de demanda se define como:

$$Q_i = (8760 - p_i + p_j) P_i^2$$

La variación de la cantidad despachada de la empresa i ante cambios en el precio de la empresa es:

$$\frac{\partial Q_i}{\partial p_i} = -P_i^2$$

³⁰ Es la cantidad de energía demandada por el COES en su programación para satisfacer la demanda del sistema.

Remplazando en la condición de optimización y evaluando alrededor del equilibrio del sistema económicamente adaptado se tiene:

$$p_i = \frac{1}{2P_i^2} \left(\frac{P_i^2 (P_s - C_i) E}{Q_i - x_i} - J_i \right) + \frac{p_j}{2}$$

De manera análoga para la empresa j :

$$p_j = \frac{1}{2P_j^2} \left(\frac{P_j^2 (P_s - C_j) E}{Q_j - x_j} - J_j \right) + \frac{p_i}{2}$$

Despejando tenemos que el precio de equilibrio de la empresa i es:

$$p_i = \frac{4(2\varphi_i + \varphi_j)}{3}$$

Donde φ_i y φ_j es el punto de origen de las funciones de reacción de i y j respectivamente.

3.4. Equilibrios esperados en el mercado en un caso simplificado

Se plantea una demanda de energía del sistema de la forma $d(t) = 2800 - 0.16t$ ³¹, con un factor de carga 74% y la disponibilidad de tres tipos de centrales con diferentes costos de operación e inversión. En base a estos datos se resuelve el problema de encontrar la potencia adaptada que minimice los costos totales de abastecimiento (ver Cuadro 4), suponiendo que no existe reserva.

Cuadro 4: Costos por tipo de central y potencias óptimas

Central	Anualidad Inversión (US\$/MW)	Costos Variables (US\$/MW.h)	Parque Adaptado (MW)
Hidroeléctrica	25000	12	2416
Térmica 1	10000	19	274
Térmica 2	7500	22	109

³¹ Los parámetros de esta función corresponden al Sistema Eléctrico Peruano. Es decir, La máxima demanda es de 2800 MW y su factor de carga es de 75%

Con los precios y cantidades de energía despachada de las centrales se pueden obtener los ingresos y los costos de cada una, observándose que ingresos tanto de energía como potencia son iguales a los costos de operación e inversión (ver **Cuadro 5**).

Cuadro 5: Equilibrio Financiero del Sistema de Generación Adaptado

Centrales	Ingresos (MM US\$)			Costos (MMUS\$)			$Q_i^{SEA} (GW.h)$
	Energía	Potencia	Total	Total	Energía	Potencia	
Hidroeléctrica	255	18	273	273	212	60	17708
Térmica 1	8	2	10	10	8	3	407
Térmica 2	1	1	2	2	1	1	36

A continuación se presentan los equilibrios de mercado que resultan de la optimización de beneficios considerando el comportamiento estratégico del competidor. Estos resultados se obtienen a partir de la ecuación de reacción de las empresas (i y j) y considerando los datos de equilibrio del sistema económicamente adaptado. Se consideran cuatro casos:

En el primer caso, la producción de las empresas es mayor que la cantidad contratada. En este caso, la producción de energía de las empresas es mayor en un 50% a la cantidad contratada. En este escenario se observa que el precio de reserva de la empresa i es menor que su costo marginal, sucediendo lo contrario con la empresa j . El equilibrio del mercado es diferente al esperado en un mercado competitivo ya que los precios son mayores a los costos marginales en más de la mitad. Las empresas tienen incentivos a declarar un precio mayor que el verdadero ya que parte de la energía la venden en el COES. En este contexto mayores precios incrementarían el costo marginal del sistema y en consecuencia, los ingresos por la venta en el mercado “spot”. Este comportamiento no disminuye el ingreso de las empresas por la venta en el mercado de contratos debido a que las tarifas son fijas, las mismas que forma parte del contrato.

Por otro lado, la reducción de la cantidad despachada es poco probable. El comportamiento estratégico de ambas empresas es declarar un precio mayor al verdadero, manteniéndose el orden relativo en el precio considerado para la programación del despacho de energía. En consecuencia, la cantidad de energía no se altera.

Para el segundo caso se asume que la empresa de menor costo está vendiendo energía al mercado spot, mientras que sucede lo contrario para la empresa de mayor costo. En este

escenario, el precio de reserva de la empresa de mayor costo es casi nulo y positivo para la otra empresa. La empresa de mayores costos tiene los incentivos para declarar costos menores a los verdaderos, comportamiento que genera una política similar en la declaración de precios de la otra empresa. En efecto, cuando la empresa mas cara declara menores costos, incrementa su cantidad despachada reduciendo el despacho de la otra empresa y por lo tanto su ingreso, por lo que para recuperar su carga tiene que declarar menores precios. Este comportamiento llevaría a las empresas a un equilibrio de mercado donde los costos declarados son menores que los verdaderos

En el tercer caso, se asume que la empresa de mayores costos es la que esta vendiendo al sistema, caso contrario a los que sucede con la empresa de menores costos. El precio de reserva de la empresa de menores costos es casi cero y positivo para la otra. En este caso, es la empresa de menores costos quien tiene incentivos a declarar costos menores sin generar el mismo efecto sobre la otra empresa. Ello por que el comportamiento de la empresa afecta principalmente a otras centrales (las más eficientes) sin tener algún efecto obre la empresa de mayores costos. Es decir la empresa i está incrementando su despacho a costa de la reducción de la producción de otras empresas, por lo que no tiene ningún efecto sobre la empresa j . El precio de equilibrio de mercado es diferente al resultado de un modelo competitivo pero su desviación es menor al del primer caso

Por último, se tiene el caso en que las empresas son compradoras netas del mercado spot. En este cuarto escenario las dos empresas tienen incentivos a declarar costos menores a los verdaderos ya que para ambas se reduce el gasto. Ello por dos motivos: compran energía a un precio menor y disminuye su compra en el mercado spot ya que se incrementa su cantidad despachada. En el **Cuadro 6** se presentan los resultados mencionados.

Cuadro 6: Equilibrios de mercado del modelo de oligopolio

Caso	$\frac{x_i}{Q_i^{SEA}}$	$\frac{x_j}{Q_j^{SEA}}$	φ_i	φ_j	p_i^e	p_j^e	C_i	C_j
Escenario 1	0.5	0.5	2.2	22.9	36	41	12	19
Escenario 2	0.5	-0.5	2.2	-78.0	0	0	12	19
Escenario 3	-0.5	0.5	-2.9	22.9	23	34	12	19
Escenario 4	-0.5	-0.5	-2.9	-78.0	0*	0*	12	19

* Alude al precio más bajo del sistema

3.4 Algunos comentarios del caso peruano a la luz de los resultados

En el Perú, si bien las empresas se encuentran en un entorno diferente al utilizado para extraer algunos de los comportamientos típicos esperados en un sistema de declaración de precios, se pueden tipificar algunos comportamientos y situaciones que dan indicios de los incentivos que vienen enfrentando los diferentes operadores. En particular, se han presentado situaciones similares al Escenario 4, como lo sucedido con la empresa Eepsa. Esta empresa al tener contratos “take or pay” podría afrontar pérdidas financieras de no utilizar todo el gas contratado en la producción de energía al ser una proporción importante de estos un costo fijo. Si a ello se une el hecho que la empresa consiguió un contrato con la empresa vinculada Edelnor, cuya demanda superaba su producción con los costos estimados para el despacho, la empresa tiene incentivos para buscar que se le considere un costo menor en el despacho, cuyo argumento se centraría en las condiciones del contrato “take or pay” obligan a considerar el costo de producción fijo y no variable, por lo que debería asumirse un costo nulo para el despacho.

Ello le aseguraba cubrir la demanda de los contratos, reducir su gasto por la compra de energía en el sistema para abastecer a su demanda, utilizar eficientemente el gas y no ventearlo. Esta situación se vio favorecida por el hecho que las tarifas en barra consideraban un costo variable diferente para el gas, además de no verse afectadas por lo que suceda con el precio del mercado spot.³²

Paralelamente, la entrada del gas en el sistema eléctrico peruano, en un inicio circunscrita sólo a empresas a Eepsa y Aguaytía, se verá impulsada por el proyecto de Camisea. Esta tecnología es competitiva en costos y tiene una serie de ventajas técnicas, siendo una alternativa importante para incrementar la competencia en el mercado spot y reducir los precios a usuarios finales, independientemente del régimen de precios considerado.

Sin embargo, la introducción del gas en el sistema eléctrico peruano requiere de ciertas garantías dadas las características del negocio y del mercado peruano. Por ello, se han venido dando una serie de medidas que buscarían este objetivo, pero al costo de

³² En la actualidad el COES ya no permite a Eepsa declarar cero luego de analizar los contratos vigentes y concluir que éstos no poseen todas las rigideces en el consumo asociadas a un contrato “take or Pay Puro”

introducir algunas distorsiones en las condiciones de competencia, lo que dio origen a algunas marchas y contramarchas. Así, un antecedente fue cuando el COES permitió, a mediados de 1998 que Eepsa declarar cero en el despacho de energía en lugar de considerársele el precio referencial establecido en ese momento por Osinerg.³³

En el caso de Camisea, la resolución Directoral (N° 011-2000-EM/DGE) permitió que las empresas generadoras térmicas que utilicen como insumo el gas proveniente del lote 88 (Camisea) puedan declarar su costo variable hasta un máximo del precio en boca de pozo más el 90% del costo de transporte y distribución. En el cálculo de las tarifas se establecía que en el primer año (de los cuatro) se usaba el precio declarado y para los tres restantes el precio máximo al 90% de T y D. En el COES se utilizaría el precio declarado en mayo de cada año por las empresas. En la medida que sólo las centrales a gas tenían esta opción se establecía un claro trato discriminatorio con los otros combustibles.³⁴

Una norma que también fomentaba el proyecto de Camisea mediante otro mecanismo era la Resolución Ministerial (N° 470-99-EM/VME) que modificó algunos parámetros que determinan la potencia firme que las centrales hidroeléctricas pueden ofrecer al sistema, reduciendo la cantidad de energía que pueden despachar, lo que incrementa la diferencia que sería cubierta por las centrales térmicas. Ello se ha hecho a través de un incremento en la probabilidad de excedencia (superar el caudal del año hidrológicamente más seco) e incrementando las horas de regulación de 5 a 7 horas.

Otras normas buscaban fomentar el gas incrementando las barreras a la entrada de las centrales hidráulicas mediante una serie de mecanismos como el incremento de los pagos por garantía para las concesiones, la introducción de criterios muy exigentes y

³³ Ante la ausencia de un mercado de gas en el Perú, el Osinerg – GART determinó que como resultado de la optimizar el desarrollo del parque generador considerando diferentes alternativas para abastecer la demanda se use como referencia para el valor del gas natural el precio medio para los últimos doce meses del barril del Residual Fuel Oil (PRFO) al 0,7% de contenido de azufre, en la costa del Golfo de Estados Unidos de Norteamérica, tomado de la revista “Petroleum Market Analysis”.

³⁴ Esta norma ha sido recientemente modificada, eliminándose la posibilidad de declarar precios por parte de las centrales a gas (DS N° 034-2001-EM), volviéndose a una situación donde el COES, con la anuencia de OSINERG, debe calcular los costos variables de este tipo de centrales. Estos costos serían válidos tanto para el despacho como para el cálculo de las tarifas, lo cual ha tenido como consecuencia inmediata la caída en la producción de Eepsa. En el caso de las tarifas en barra actualmente se viene considerando como costo variable una tendencia hacia los precios máximos esperados del gas de Camisea para los generadores.

discrecionales para aceptar los proyectos (Impacto Ambiental, bienestar social, pedido del Estudio Económico Financiero, cronograma de inversiones y financiamiento, y otros)³⁵

Sin embargo, no se ha evaluado la posibilidad de mudarse a un sistema de declaración de precios, complementado con otras medidas como el incremento de los incentivos a la contratación y mecanismos que incrementen la transparencia en el mercado spot.

3.5 Posibles Efectos sobre los Precios de Energía

Con el modelo de comportamientos estratégicos (sección anterior) se identificaron las conductas esperadas de los agentes en cuatro escenarios. Sin embargo, la simulación de costos marginales requiere del uso de un modelo que capture las principales características técnicas y económicas del sistema eléctrico peruano, tales como la evolución de la demanda y del parque generador, los probables estados hidrológicos, el riesgo de falla, entre otros.

En este caso, para obtener costos marginales referenciales se ha usado el modelo “Junín”, ya que recoge las principales características económicas y operativas que se pretende analizar, de una forma más simple que el modelo Perseo, usado actualmente por Osinerg. Entre sus principales limitaciones está el hecho que sólo simula el comportamiento hidrológico del lago Junín y que simplifica el sistema eléctrico a una barra base (uninodal) haciendo abstracción de las restricciones de transmisión.

Dado que nuestro objetivo es calcular precios referenciales para un sistema eléctrico simplificado, el uso del modelo “Junín” (aplicado para el Sistema Interconectado Centro Norte) no va en contra de este propósito ya que puede considerarse como una abstracción del Sistema Interconectado Nacional (SEIN)³⁶. Por otro lado, del modelo de oligopolio, se sabe que las empresas con despachos mayores que sus contratos no tienen incentivos a declarar costos por debajo de los reales. Además, empresas con importante capacidad de generación tienen un efecto mayor sobre los costos. En este contexto,

³⁵ Varias de estas medidas fueron revertidas por el gobierno de Transición mediante la ley 27435 y el DS N 038- 2001 –EM.

³⁶ En el **Anexo 5** se explican las principales características y funcionamiento del modelo

usando la información de la fijación tarifaria de noviembre del 2000³⁷ se analizan dos escenarios:

- 1) Electroperú declare costos mayores a los verdaderos (según los cuadros 1 y 3 de la sección 3.1, se espera este comportamiento por parte de la empresa). Los resultados indican que los costos marginales promedios del sistema son mayores a los esperados en competencia, divergencia que presenta una tendencia decreciente en el periodo de análisis (ver **Cuadro 7**). El incremento del precio de Electroperú afecta principalmente los costos marginales del bloque de base (ver **Anexo 6**), lo que es explicado principalmente por la cantidad de horas que margina.

- 2) Aguaytía declara precios por debajo de sus costos reales (según los cuadros 1 y 3 de la sección 3.1, se espera este comportamiento por parte de la empresa). Los resultados indican que los costos marginales promedios del sistema son menores a los esperados en competencia (ver **Cuadro 7**). En los primeros años, el efecto sobre los costos marginales se percibe para los diferentes bloques horarios aunque con mayor incidencia en el bloque de media y punta (ver **Anexo 6**). En los últimos años, el impacto sobre costos marginales disminuye debido a la mayor disponibilidad de centrales hidráulicas³⁸ y al crecimiento de demanda lo que reduce la cantidad de horas que margina.

Cuadro 7: Efectos sobre los costos marginales (US\$/MWh)

Periodo	Escenario 1 (b)	(b)/(a)	"Competencia perfecta" (a)	Escenario 2 (c)	(c)/(a)
Año 1	28.16	12%	25.20	20.37	-19%
Año 2	37.19	7%	34.86	32.49	-7%
Año 3	33.19	6%	31.31	27.05	-14%
Año 4	29.84	6%	28.09	25.17	-10%

Escenario 1: Electroperu declara costos mayores a los verdaderos (el costo verdadero es 0.28 US\$/MWh, el costo declarado es 13 US\$/MWh)

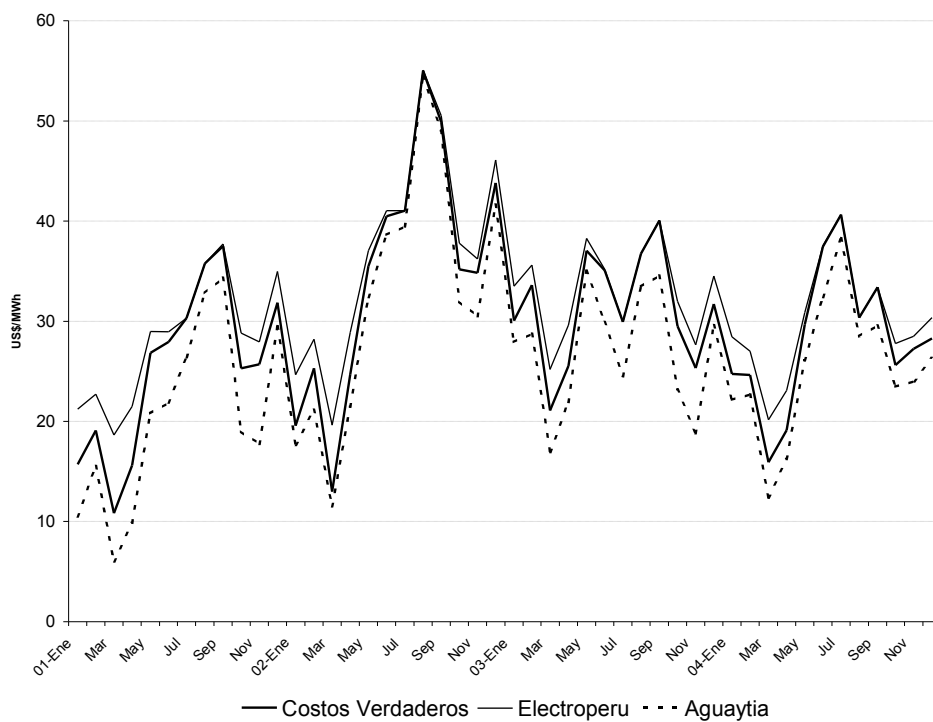
Escenario 2: Aguaytia declara costos por debajo de los verdaderos (el costo verdadero considerado es 2.4 US\$/MWh, el costo declarado es 0.3 US\$/MWh)

³⁷ Última fecha en la que se usa el modelo Junín para la fijación tarifaria

³⁸ Consideradas en el plan de obras

Es importante notar que los costos marginales varían a lo largo del año como consecuencia, entre otros factores, del comportamiento hidrológico. Así, se observa que durante los primeros meses del año los costos marginales son relativamente bajos con respecto a los otros meses del año. Este comportamiento es similar con los costos marginales del sistema en los dos escenarios de comportamientos estratégicos considerados, como se observa en el **Gráfico 7**.

Gráfico 7: Variación de los costos marginales del sistema - Dos escenarios



4. Comentarios Finales

La reforma del sector eléctrico peruano ha sido indudablemente exitosa, sin embargo el sector viene experimentando una serie de cambios a escala internacional que han posibilitado formas de organización más eficientes. En particular, en el caso de la generación de energía el sistema de costos auditados aplicado en el Perú posee algunos problemas que han dado origen a algunas ineficiencias, derivadas de la aplicación no estricta de los principios marginalistas como el pago de la potencia independiente del despacho para las centrales. Este problema se ha tratado de superar mediante un esquema, de aplicación progresiva, que disminuya el impacto en los ingresos de los

generadores por la necesaria modificación del marco regulatorio bajo el cual realizaron sus inversiones a inicios de los noventa (“stranded costs”).

Sin embargo, el principal problema es la identificación de los costos variables de algunos combustibles como el gas, el cual cobrará mayor importancia con la entrada de Camisea. Esta dificultad se afrontó inicialmente permitiendo a las centrales a gas declarar costos en abierta discriminación respecto a las demás. Actualmente el Osinerg y el COES deben calcular los costos variables de las centrales, existiendo sólo el criterio que en el caso de las tarifas en barra se usen como costos de las centrales a gas los precios máximos esperados del proyecto de Camisea. Aunque esta solución supone una mayor carga el ente regulador, puede ser mejor que establecer un esquema de abierta discriminación para permitir declarar costos sólo a las centrales a gas.

A nivel mundial y latinoamericano se vienen realizando una serie de discusiones y modificaciones de los marcos regulatorios, incluyendo países como Chile en cuya reforma se basa el actual marco peruano, para introducir mayor competencia en los mercados donde operan los generadores de energía. Uno de los temas más importantes de discusión es la operación del “mercado mayorista”, habiéndose ya iniciado procesos de subastas en países latinoamericanos como Argentina, que enfrentó problemas con los costos variables del gas por los contratos “take or pay”, por lo cual se abrió el mercado a subastas en precios con ciertos máximos.

Si bien el régimen de costos declarados enfrenta, entre otros, el problema de información y de innovación tecnológica que cada vez hace más difícil la estimación de los costos; el régimen de costos declarados también presenta problemas derivados de la existencia de condiciones que den origen a comportamientos no competitivos. Estos comportamientos se asocian a la forma como los generadores toman las decisiones de maximización de beneficios considerando sus ventas tanto en el mercado spot como en contratos y las herramientas que pueden disponer para lograr este objetivo. En particular, los generadores con capacidad hidráulica pueden manejar su oferta de energía y alterar los precios del sistema. Por ello, se analiza un caso más conservador de subastas en precios e identificación de estrategias de acuerdo a la ubicación relativa de las empresas en el despacho. A luz del análisis realizado se pueden plantear algunas medidas de política:

En primer lugar, se debería establecer una estructura de incentivos orientada a dinamizar el mercado de contratos, a través de la reducción del nivel sobre el cual se considera a un cliente como libre. Otra medida sería dar los incentivos adecuados a las generadoras para contratar. Actualmente, los incentivos están por el lado de demanda (se les exige que firmen contratos por lo menos de dos años), presentándose casos en que las generadoras no han estado interesadas en vender energía a las distribuidoras, optando por el mercado spot.

También es importante fomentar el ingreso de centrales con costos eficientes como un mecanismo para limitar comportamientos estratégicos que aprovechen las diferencias tecnológicas. Si bien las empresas pueden declarar un costo igual al costo marginal de la central inmediata superior, este comportamiento se limita a medida que ingresan tecnologías de costos intermedios; es decir, generar competencia entre tecnologías. De manera complementaria, deben establecerse mecanismos que genere competencia entre la misma tecnología. Uno de estos mecanismos es incrementar el número de bloques horarios existentes para el cálculo del costo marginal del sistema.

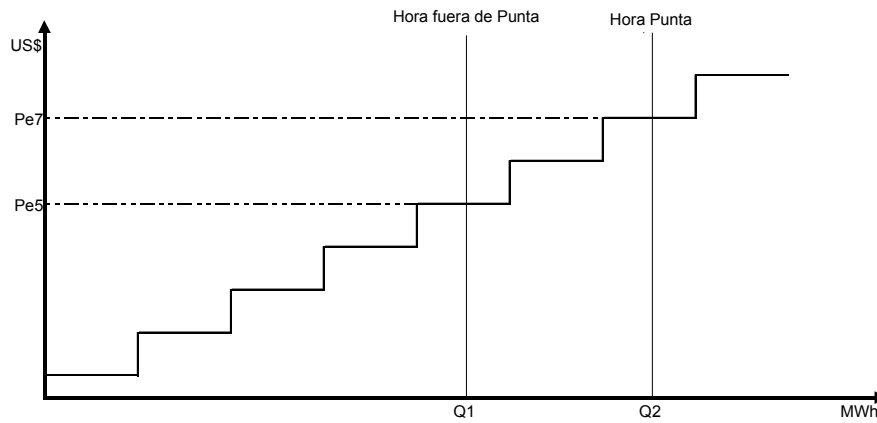
Estas medidas deben complementarse con mecanismos de supervisión sobre algunas variables que den capacidad a las generadoras para adecuar su curva de producción. Por ejemplo, el cronograma de mantenimiento de las centrales, probabilidades de falla, nivel de las cotas y otras variables que tengan un efecto importante sobre la contracción o expansión de la capacidad disponible de las empresas.

Por último, la experiencia internacional respecto a la apertura del sector eléctrico a la subasta directa de energía en un mercado mayorista indica que los resultados favorables, que teóricamente deberían esperarse, no son tan fáciles de conseguir. En particular, casos como la crisis energética en California indican que no se pueden mantener muy controlados algunos precios (como el de los clientes finales) abriendo completamente a la competencia el mercado mayorista sin otorgar incentivos a la inversión en generación. En vista de ello, cualquier modificación debe ser discutida ampliamente con los agentes que pueden verse afectados tanto las empresas en las diferentes actividades, los usuarios y el Estado.

Anexo 1: Precio marginal de energía y potencia en un instante del tiempo

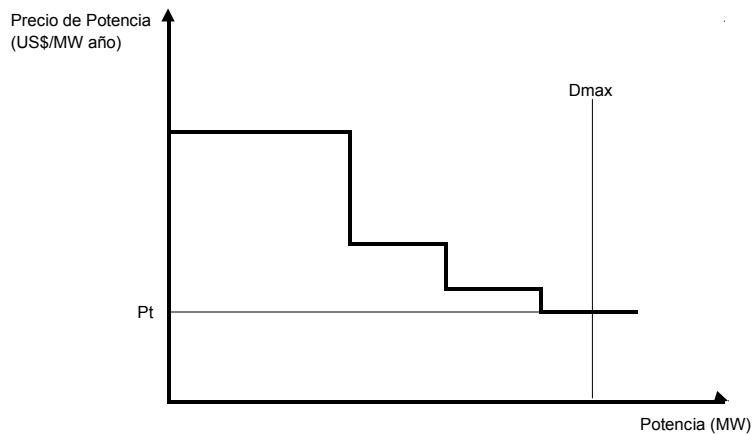
En el caso de la energía, el modelo establece que los costos variables de cada central son ordenados de menor a mayor, correspondiendo al costo marginal instantáneo el costo variable (o precio declarado) de la última unidad que ingresó a despachar energía para cubrir la demanda. En el gráfico se observa que para una demanda de Q1 (que correspondería a una hora fuera de punta), el costo marginal instantáneo correspondería a la unidad de generación 5 (Pe5), ya que es la última en ingresar a despachar energía; en el caso de la demanda en hora punta (Q2), el costo marginal instantáneo es igual a Pe7 que es el costo variable (o precio declarado) de última unidad de generación.

Fijación del precio de energía



Por su parte, el precio de potencia corresponde al costo marginal de largo plazo de suministrar la capacidad de generación necesaria para cubrir el incremento marginal de la demanda de potencia, considerando un margen de reserva para el riesgo de falla. Se considera el costo de la instalar la unidad marginal que abastece la máxima demanda.

Fijación del precio de potencia



Anexo 2: Sistema Económicamente Adaptado y Equilibrio Financiero

- Supongamos que la demanda del sistema en el instante t se caracteriza por la siguiente función (curva de duración)³⁹:

$$d(t) = D_{\max} \cdot e^{-\frac{\alpha t}{T}} \quad (1)$$

donde:

$d(t)$: Demanda de potencia en el instante t

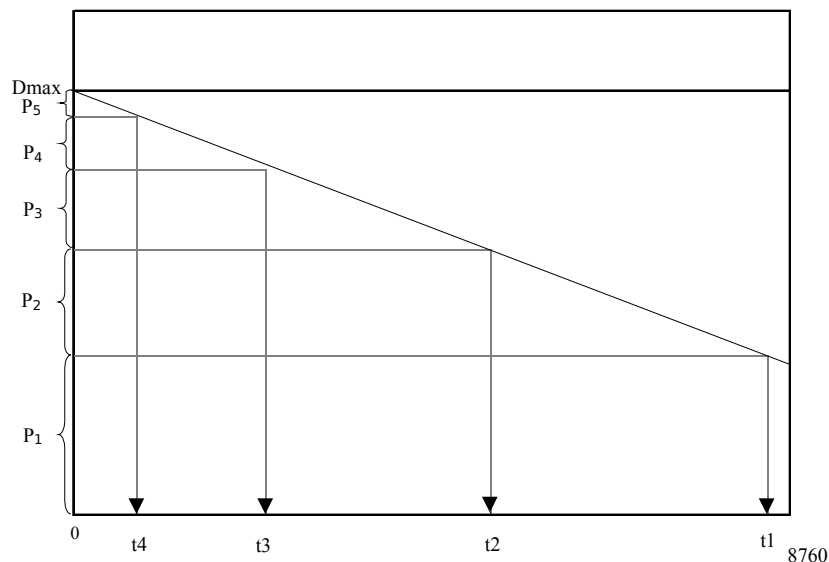
D_{\max} = Demanda máxima de potencia en el año

α : constante

T : Número de horas en el año

La curva de duración no es más que una derivación de la curva de carga anual⁴⁰ empleando el siguiente método: ordenar las demandas de potencia de mayor a menor dentro del período de un año (ver gráfico). Si la demanda se cubre de acuerdo al menor costo de generación (de C_1 a C_n), se puede obtener el tiempo en que estarán operando las diferentes centrales (t_i).

Curva de duración y optimización del abastecimiento



³⁹ Nótese que demanda se puede representar de dos formas. A través de una curva de carga o mediante una curva de duración. La primera se describió en la sección 1.1. En esta ejemplo se tomara la curva de duración.

⁴⁰ Ver sección 1.1

- Existen n unidades de generación de energía cada una con un costo marginal de operación diferente y constante: $c_{i+1} > c_i$, dónde $i = 1, 2, 3 \dots n$
- Asimismo, cada unidad de generación presenta una anualidad correspondiente a la instalación de un MW: $Cp_{i+1} < Cp_i$. Esta condición es necesaria para justificar el ingreso al sistema de una central con costos de operación elevados.
- La función objetivo es:

$$\text{Min} \left\{ \sum_{i=1}^{i=n} c_i \times E_i + \sum_{i=1}^{i=n} Cp_i \times P_i \right\}$$

s.a:

$$\sum_1^n P_i = D_{\max}$$

Donde E_i : Es la cantidad de energía despachada al sistema por la unidad i

P_i : Es la potencia que suministra al sistema la unidad i

D_{\max} : Es la demanda de potencia del sistema

- Del gráfico y de la función de demanda de energía se tiene que

$$E_i = P_i \times t_i + \int_{t_i}^{t_{i-1}} d(t) dt - (t_{i-1} - t_i) \times \left(\sum_1^{i-1} P_j \right)$$

- Así, la función objetivo que busca minimizar los costos totales de abastecimiento se puede expresar de la siguiente manera:

$$\text{Min} \left\{ \sum_{i=1}^n \left[P_i \times t_i + \int_{t_i}^{t_{i-1}} d(t) dt - (t_{i-1} - t_i) \times \left(\sum_1^{i-1} P_j \right) \right] \times c_i + \sum_{i=1}^n Cp_i \times P_i \right\}$$

s.a:

$$\sum_1^n P_i = D_{\max}$$

Asumiendo que no se presentan restricciones de capacidad y riesgos de fallas, derivando la expresión lagrangeana del problema con respecto a P_i , t_i y D_{\max} se obtiene las condiciones necesarias de primer orden.

Derivando con respecto a P_i :

$$Cp_i + c_i \times t_i = Cp_{i+1} + c_{i+1} \times t_i \quad \forall i, i+1 \text{ y } i = 1, 2, \dots, n-1 \quad (1)$$

$$Cp_n = \lambda \quad \text{para } i = n \quad (2)$$

Derivando con respecto a t_i :

$$d \left(\int_{t_i}^{t_{i-1}} d(t) dt \times c_i \right) / P_i = c_i \quad (3)$$

$$\text{Adicionalmente, sabemos que: } \frac{dL}{dD_{\max}} = \lambda \quad (4)$$

Esta última igualdad se interpreta como el costo marginal de la potencia del sistema, por lo que igualando (2) y (4) tenemos que el precio de la potencia del sistema debe ser igual a la anualidad de instalación de un MW de la última unidad en ingresar a cubrir la demanda de energía.

La ecuación (3) se interpreta como el costo marginal de energía en cada bloque ($t_{i-1} - t_i$) y se le conoce también como costo marginal instantáneo.

Se puede demostrar que la adopción de principios marginalistas en un sistema económicamente adaptado (es decir que la oferta iguala a la demanda a un mínimo costo), los ingresos obtenidos por la venta de toda la energía al costo marginal instantáneo más los ingresos por toda la potencia valorizada al costo unitario de la unidad que abastece la demanda pico (Cp_n), es igual al costo anual de las inversiones más el costo total de operación de las unidades de generación (ver S. Bernstein, 1988).

Partiendo de la condición de que los costos deben igualar a los ingresos, considerando el precio de potencia (Cp_n) y el costo marginal de cada bloque (c_i) se tiene:

$$Cp_n P_i + \left[P_i \times t_i + \int_{t_i^*}^{t_{i-1}^*} d(t) dt - (t_{i-1}^* - t_i^*) \left(\sum_{i=1}^{i-1} P_i \right) \right] \times c_i = Cp_n P_i + P_i (t_{n-1}^* - t_n^*) \times c_n + P_i (t_{n-2}^* - t_{n-1}^*) \times c_{n-1} \\ \dots P_i (t_{i+1}^* - t_{i+2}^*) \times c_{i+2} + P_i (t_i^* - t_{i+1}^*) \times c_{i+1} + \left(\int_{t_i^*}^{t_{i-1}^*} d(t) dt \right) \times c_i$$

Asumiendo que $P_i = P_i^* \quad \forall i$ (la potencia instalada de cada unidad de generación es igual a la cantidad demandada resultante de la minimización) y considerando la igualdad de costos a ingresos para la unidad $(i+1)$, se obtiene:

$$Cp_i + t_i^* \times c_i = Cp_{i+1} + t_i^* \times c_{i+1}$$

que es la condición de primer orden de la minimización

Este es el principal resultado económico que justifica la aplicación de este esquema y se puede resumir de la siguiente forma:

$$CMgPt * D_{max} + CMgEng * ConsEng = Anualidad \text{ de Inversión} + Costos \text{ Opr}$$

Anexo 3: Elección de la Oferta por un empresa Hidroeléctrica

La empresa k debe elegir la cantidad oferta óptima en cada hora del día, vendiendo sólo al mercado “spot”. Esta oferta se obtiene de solucionar el siguiente problema:

$$R_{tk} = \text{Max}_H \sum_{H=1} \left[\sum_{j \in E_k} (\pi_{dh}(\lambda_{hk}) - c_j) * g_{hj}(\lambda_{hk}) + \sum_{i \in E_k} (\pi_{dh}(\lambda_{hk}) * g_{hi}(\lambda_{hk})) \right] + R_{t+1,k}(v_{t+1})$$

donde:

R_{tk} : beneficio neto inmediato de la empresa k en el tiempo t

π_{dh} : precio spot del sistema en la hora h (depende del vector del precio de subasta λ_{hk})

g_{hj} : generación de la planta térmica j en la hora h (depende del vector del precio de subasta λ_{hk})

g_{hi} : generación de la planta hidráulica i en la hora h (depende del vector del precio de subasta λ_{hk})

$R_{t+1,k}$: beneficio neto futuro de la empresa k

Es importante destacar que el cálculo de la subasta horaria para el día t se basa en el tradeoff entre los beneficios inmediatos de las plantas hidráulicas y sus beneficios futuros, dados por la función $R_{t+1,k}$. Este tradeoff es similar al que se enfrenta entre los costos inmediatos y los costos futuros en un despacho centralizado. Este problema es más general que el caso de parques térmicos, cuya solución viene a ser el cálculo del beneficio inmediato donde se obtienen los precios spot horarios $\{\pi_{dh}\}$ y la planta de generación $\{g_h\}$ a partir del despacho económico.

El cálculo del Beneficio Futuro ($R_{t+1,k}(v_{t+1})$) se realiza a partir de la generación horaria de las plantas hidráulicas (g_{hi}), estimándose en el caso más simple con el siguiente procedimiento de programación dinámica: Iniciar con $v_0=v_t$ (vector de reservorio de almacenamiento al inicio del tiempo t). Repetir el cálculo para cada hora $h = 1, \dots, H$ y para cada planta hidráulica $i = 1, \dots, I$, considerando que el nivel de almacenamiento en el período siguiente es:

$$v_{h+1}(i) = v_h(i) - g_{hi}/\rho_i + a_h(i)$$

donde:

g_{hi}/ρ_i Volumen del caudal turbinable de la planta i en la hora h

$a^h(i)$ Conjunto de plantas inmediatas sobre la planta i

Anexo 4: El Modelo de Newberry de Equilibrio de Mercado entre Generadoras

El modelo teórico planteado por David Newberry (1998) considera la existencia de un “mercado de contratos” (en el caso peruano conformado por las ventas a las distribuidoras y clientes libres) y las ventas en el mercado “spot” (en el caso peruano las ventas al COES bajo un esquema de subastas).

El precio de equilibrio en el mercado “spot” implica que las cantidades (q) producidas por las empresas (i y j) deben igualar a la demanda a un precio dado (p^*). Con una demanda cuasilineal ello implica que se cumpla:

$$A - bp^* = q_i(p^*) + q_j(p^*) \quad (1)$$

La función de beneficios de la empresa i sería

$$\pi_i = p^*(q_i(p^*) - x_i) + fx_i - C_i(q_i(p^*)) \quad (2)$$

donde, $(q_i(p^*) - x_i)$ es cantidad que la empresa i vende en el mercado spot y x_i es la cantidad contratada. El beneficio sería la suma de los ingresos por vender en el mercado spot y en el mercado de contratos (al precio f) menos los costos de producción

Incorporando una función de costos de la forma $C_i(q_i) = 0.5c_i q_i^2$, usando la equivalencia (1) en (2) y derivando la ecuación (2) con respecto al precio, se obtiene la siguiente expresión:

$$\frac{d\pi_i}{dp} = A - bp - q_j(p) - x_i + (p - c_i(A - bp - q_j(p))) \left(-b - \frac{dq_j}{dp} \right) \quad (3)$$

Si igualamos a cero la ecuación anterior (condición de primer orden), se obtiene la función de oferta que maximiza los beneficios para los diferentes niveles de precios:

$$q_i(p) = x_i + (p - c_i q_i(p)) \left(b + \frac{dq_j}{dp} \right) \quad (4)$$

Una primera proposición (P1) que se deriva de lo anterior es que en cualquier función de oferta de equilibrio, si el precio de mercado es igual al costo marginal de la firma, ésta deberá producir una cantidad igual a la contratada.

El siguiente paso planteado por Newberry es asumir funciones de oferta óptimas lineales de la forma $q_i = \alpha_i + \beta_i p$, por lo que la ecuación (4) se expresa como:

$$\alpha_i + \beta_i p = x_i + (p - c_i(\alpha_i + \beta_i p))(b + \beta_j)$$

Esta ecuación se cumple para todos los puntos de la función de oferta si:

$$\alpha_i = \frac{x_i}{1 + c_i(b + \beta_j)} \quad \text{y} \quad \beta_i = \frac{b + \beta_j}{1 + c_i(b + \beta_j)}$$

Usando la condición de equilibrio en el mercado spot ($A - bp = \alpha_i + \beta_i p + \alpha_j + \beta_j p$) tenemos la solución para el precio y la cantidad que ofrecerá cada empresa:

$$p = \frac{1}{b + \beta_i + \beta_j} \left(A - x_i \frac{\beta_i}{b + \beta_j} - x_j \frac{\beta_j}{b + \beta_i} \right)$$

$$q_i = \frac{\beta_i}{b + \beta_i + \beta_j} \left(A - x_j \frac{\beta_j}{b + \beta_i} + x_i \right)$$

Luego se modela el mercado de contratos, que vendría a ser la primera etapa del juego. Para simplificar se supone que ambas empresas tienen los mismos costos marginales, lo cual implica que sus funciones de oferta en el mercado spot tengan la misma pendiente. Otro supuesto es que los compradores son neutrales al riesgo con expectativas racionales, por lo que el precio en el mercado de contratos es igual al precio esperado en el mercado spot.

$$f = \frac{1}{2\beta + b} \left(A - \frac{\beta}{\beta + b} (x_i + x_j) \right)$$

Reescribiendo los beneficios de las empresas en función sólo de los precios futuros y del producto, tenemos:

$$\pi_i = f(x_i, x_j)q_i(x_i, x_j) - \frac{1}{2}c_i q_i(x_i, x_j)^2$$

Diferenciando con respecto a la venta con contratos y usando la condición de que en equilibrio $f = p$, se obtiene la siguiente función de ventas en el mercado de contratos:

$$x_i = -q_i \frac{(2\beta + b) \frac{dx_j}{dx_i}}{\beta + b - \beta \frac{dx_j}{dx_i}}$$

Esta fórmula permite establecer las ventas que existirían en el mercado de contratos de acuerdo a las conjeturas que posean las empresas respecto a las conductas de sus rivales:

Proposición 2:

Así, en equilibrio, empresas con conjeturas del tipo “Bertrand”⁴¹ $\left(\frac{dx_j}{dx_i} = -1\right)$ cubrirán toda su producción esperada en el mercado de contratos, mientras que empresas con conjeturas del tipo “Cournot”⁴² $\left(\frac{dx_j}{dx_i} = 0\right)$ no venderán en el mercado de contratos.

De la proposición 1 y de la primera parte de la proposición 2, se deduce que la empresa estaría vendiendo a costo marginal en ambos mercados, ya que sólo así $q_i = x_i$, aunque pueda obtener precios “spot” sustancialmente por encima en la ausencia de un mercado de contratos. Así, con conjeturas Bertrand, es decir considerando un precio efectivamente fijo, la maximización de beneficios implica que la empresa produzca hasta un nivel tal que su costo marginal iguale al precio, vendiendo vía contratos todo este producto.

Anexo 5: Características del modelo Junín

Sobre la base de los resultados mostrados en un modelo simplificado, se puede simular el comportamiento de los precios en el SEIN usando el modelo Junín.

⁴¹ El producto total y, por lo tanto, el precio están fijos

⁴² El producto de la otra empresa es tomado como fijo

Este modelo, usado hasta hace poco por Osinerg, es más simple que el Perseo, ya que modela sólo el comportamiento hidrológico del lago Junín y es uninodal, es decir calcula los precios en una barra “base”, el cual se expande para calcular los precios en las demás barras considerando los factores de pérdidas. Este modelo también hace abstracción de las restricciones de transmisión.

A diferencia de otros sistemas eléctricos, el parque generador peruano es hidrotérmico lo que determina que las decisiones de operación del sistema al mínimo costo en cada etapa sean interdependientes. Así, asumiendo que hoy se decide usar el mayor volumen de agua de los embalses y ocurre una sequía en el futuro, en el siguiente periodo se usara en mayor medida la capacidad térmica incrementando así el costo del sistema.

En consecuencia, la minimización del costo de operación en un sistema hidrotérmico implica considerar los costos actuales (dado por los costos variables de las centrales térmicas) y futuros (dado por el valor de agua de las centrales hidráulicas). El valor del agua se obtiene de un modelo dinámico estocástico en base a los probables estados de hidrología, probabilidad de falla de las centrales hidráulicas, demanda de energía, entre otros.

Obtenido el valor del agua (“costo marginal” de la central hidráulica), se ordenan las centrales (incluyendo las hidráulicas) en función de sus costos, hasta cubrir la demanda, determinado el costo marginal la última unidad que ingresó a operar. Es importante notar que la demanda de energía del período de análisis se divide en bloques horarios. Por ello, el costo marginal del sistema es el resultado de ponderar los costos marginales esperados en cada bloque horario.

Anexo 6: Costos Marginales del Sistema por Bloques Horarios y Escenarios (US\$/MWh)

Meses	Caso: "Competencia perfecta"				Caso: Electroperu incrementa precios (de 0.28 US\$/MWh a 13 US\$/MWh)				Caso: Aguaytía reduce precios (de 2.32 US\$/MWh a 0.3 US\$/MWh)			
	Bloques (US\$/MWh)			Promedio (US\$/MWh)	Bloques			Promedio (US\$/MWh)	Bloques			Promedio (US\$/MWh)
	Punta	Media	Base		Punta	Media	Base		Punta	Media	Base	
00-Oct	40.33	27.08	10.21	25.87	40.33	27.08	15.74	27.72	39.91	16.61	4.34	20.28
Nov	28.87	13.74	3.67	15.42	28.87	17.70	13.08	19.88	14.96	6.35	3.31	8.20
Dic	35.10	25.24	3.13	21.15	35.10	26.80	13.54	25.15	27.25	19.02	2.52	16.26
01-Ene	29.92	16.56	0.60	15.70	29.92	20.72	13.04	21.23	20.12	10.86	0.53	10.50
Feb	32.72	21.61	2.89	19.07	32.72	21.61	13.83	22.72	32.72	12.18	1.71	15.53
Mar	29.11	3.14	0.27	10.84	29.11	13.84	13.00	18.65	16.24	1.50	0.27	6.00
Abr	30.92	13.82	2.06	15.60	30.92	19.72	13.81	21.48	21.12	7.91	0.55	9.86
May	34.04	32.85	13.64	26.84	34.04	32.85	20.06	28.98	29.12	26.16	7.11	20.80
Jun	32.87	32.18	18.74	27.93	32.87	32.18	21.76	28.94	30.06	28.50	7.03	21.86
Jul	32.86	32.21	25.83	30.30	32.86	32.21	25.84	30.30	30.63	27.83	20.77	26.41
Ago	41.53	35.72	30.03	35.76	41.53	35.72	30.03	35.76	41.52	34.74	22.21	32.82
Sep	45.56	37.63	29.29	37.50	45.56	37.63	29.96	37.72	45.20	35.13	22.72	34.35
Oct	34.97	26.16	14.77	25.30	34.97	28.52	23.00	28.83	26.81	17.44	12.73	18.99
Nov	33.47	23.38	20.20	25.68	33.47	25.90	24.46	27.94	23.10	15.49	14.64	17.74
Dic	46.98	36.87	11.68	31.84	46.98	37.96	19.98	34.98	46.81	32.53	9.19	29.51
02-Ene	35.20	22.32	1.23	19.58	35.20	25.54	13.24	24.66	35.20	16.86	0.88	17.65
Feb	43.61	25.98	6.29	25.29	43.61	25.98	15.01	28.20	43.61	16.67	3.22	21.17
Mar	30.65	8.09	0.27	13.00	30.65	15.28	13.00	19.64	30.65	3.60	0.27	11.51
Abr	44.81	25.93	3.42	24.72	44.81	27.31	14.54	28.89	44.81	16.91	2.67	21.46
May	45.94	43.45	17.08	35.49	45.94	43.45	21.77	37.05	45.94	39.89	11.35	32.39
Jun	48.94	44.22	28.28	40.48	48.94	44.22	29.97	41.04	48.90	44.19	22.84	38.64
Jul	47.29	43.36	32.49	41.04	47.29	43.36	32.49	41.04	47.26	43.12	27.97	39.45
Ago	62.92	59.24	42.96	55.04	62.92	59.24	43.09	55.08	62.83	59.11	41.42	54.45
Sep	62.08	53.11	34.47	49.89	62.08	53.11	36.35	50.51	62.03	52.95	32.14	49.04
Oct	50.18	37.41	17.99	35.19	50.18	38.27	24.96	37.80	49.96	33.26	12.64	31.95
Nov	44.46	34.65	25.36	34.82	44.46	35.00	29.25	36.24	44.01	26.01	21.48	30.50
Dic	62.94	50.26	18.23	43.81	62.94	50.26	25.15	46.12	62.93	47.77	14.25	41.65
03-Ene	53.46	33.13	3.60	30.06	53.46	33.13	13.91	33.50	53.46	28.21	2.09	27.92
Feb	55.72	34.59	10.49	33.60	55.72	34.59	16.48	35.60	55.72	25.95	4.58	28.75
Mar	41.60	20.88	0.79	21.09	41.60	20.88	13.11	25.20	41.60	8.71	0.47	16.93
Abr	47.00	27.09	2.53	25.54	47.00	28.20	13.67	29.62	47.00	16.85	1.93	21.93
May	50.07	46.59	14.48	37.05	50.07	46.59	18.12	38.26	50.10	45.03	9.93	35.02
Jun	40.06	37.47	27.65	35.06	40.06	37.47	28.03	35.19	40.04	34.37	15.38	29.93
Jul	31.89	31.28	26.62	29.93	31.89	31.28	26.62	29.93	27.81	25.63	20.12	24.52
Ago	40.96	37.13	32.17	36.75	40.96	37.13	32.17	36.75	40.32	34.89	25.22	33.47
Sep	43.71	39.92	36.54	40.06	43.71	39.92	36.60	40.08	41.58	33.15	28.93	34.55
Oct	37.33	29.38	21.80	29.50	37.33	30.63	27.98	31.98	28.97	23.22	17.39	23.19
Nov	33.15	22.72	20.10	25.32	33.17	25.30	24.41	27.63	23.34	17.47	15.61	18.81
Dic	46.64	34.93	13.58	31.72	46.65	35.11	21.78	34.51	46.75	30.35	11.71	29.60
04-Ene	43.73	28.01	2.47	24.74	43.73	28.01	13.57	28.44	43.73	21.00	1.73	22.15
Feb	43.43	22.93	7.60	24.65	43.43	22.93	14.65	27.00	43.43	20.93	3.72	22.69
Mar	30.51	16.98	0.27	15.92	30.51	16.98	13.00	20.16	28.91	7.93	0.27	12.37
Abr	34.52	20.32	2.47	19.10	34.52	21.17	13.54	23.08	34.52	12.32	1.84	16.22
May	38.73	35.98	14.30	29.67	38.73	35.98	17.86	30.86	37.13	31.64	9.45	26.07
Jun	45.40	39.11	27.86	37.46	45.40	39.11	28.08	37.53	45.40	37.21	14.57	32.39
Jul	48.24	43.12	30.58	40.64	48.24	43.12	30.59	40.65	48.24	42.43	24.21	38.29
Ago	30.97	30.69	29.36	30.34	30.97	30.69	29.36	30.34	29.21	28.84	27.46	28.50
Sep	34.48	33.57	32.19	33.41	34.48	33.57	32.19	33.41	31.66	30.29	26.80	29.58
Oct	31.53	26.55	18.78	25.62	31.53	28.11	23.73	27.79	30.52	23.31	16.59	23.47
Nov	31.95	28.49	21.27	27.24	31.95	28.49	25.10	28.51	30.36	22.72	18.91	23.99
Dic	39.07	31.54	14.24	28.28	39.07	31.54	20.44	30.35	38.22	29.11	11.61	26.31

Bibliografía

Albouy, Yves (1983) Análisis de costos marginales y diseño de tarifas de electricidad y agua. Notas de metodología. New York: Banco Interamericano de Desarrollo.

Armstrong, Mark; Simon Cowan; y John Vickers (1994) Regulatory Reform. Economic Analysis and British Experience. Massachusetts Institute of Technology

Atkinson, Soco y Roberto Halvorsen (1984). “ Parametric Efficiency Tests, Economies of Scale and Input Demand in US Electric Power Generation”. International Economic Review.

Barker, James; Tenenbaum, Bernand y Woolf, Fiona. Governance and Regulation of Power Pools and System Operators: An International Comparision. World Bank Technical Paper N° 382. Sept. 1997.

Berstein, Sebastián (1988) Competition, marginal cost tariffs and spot pricing in the Chilean electric power sector”. Energy Policy, August 1988, pp 369 - 377

Boiteaux, M. (1949) La tarification des demandes en pointe. Reveu Générale de l'Electricité 58: 321 – 340. Traducido como “Peak – load Pricing” Journal of Business 33 (1960): 157 – 179.

Borenstein Severin; James Bushnell; y Frank Wolack (2000). “Diagnosing Market Power in California’s Deregulate Wholesale Electricity Market”. University of California Energy Institute. Berkeley.

Borenstein Severin; James Bushnell; y Christopher R. Knitell (1998). Market Power in Electricity Markets: beyond Concentración Measures. University of California Energy Institute. Berkeley.

Braeutigam Ronald (1989) Optimal Policies for Natural Monopolies. En Handbook of Industrial Organization, Capitulo 23, Volumen II. Editado por Schmalensee y R.D Willig. Elsiever Science Publishers.

Bushnell, James (2000) Water and power: Hydroelectric resources in the Era of De regulation in the Western US. University of California Energy Institute.

Campo Pinzón, Rafael (2000) Modelos de Cooperación y Competencia en el Sector Eléctrico. Mercado Eléctrico Colombiano n 34, p.

Chumacero Rómulo, Felipe Larrain; y Jorge Quiroz (1996). Integración vertical y Eficiencia económica: El Sector Eléctrico en Chile. Santiago, Noviembre de 1996. Santiago, Noviembre de 1996

Christensen, Laurits y William Green (1976). “Economies of Scale in U.S. Electric Power Generation”. Journal of Political Economy, vol 84, n° 4.

De Sol. P y M. A. Pérez (1995) “Economías de escala y tarificación en el Sector Eléctrico”. Análisis económico (Suplemento especial en Regulación Económica). R. Paredes, J. M. Sánchez y A. Fernández, editores invitados.

Gatica, Pedro y Esteban Skoknic (1996) Marcos regulatorios en el Sector Eléctrico Sudamericano. Comité Chileno de la CIER- Subcomité de Planificación y Medio Ambiente

Gilbert, Richard y Edward Kahn (editores) (1996) International Comparisons of Electricity Regulation. Cambridge University Press

Green Richard (1999). The Electricity Contract Market in England and Wales. The Journal of Industrial Economics. Volumen XLVII.

Green, Richard y Newbery David (1992) Competition in the British Electricity Spot Market. Volumen 100.

Hjalmarsson, L (1998). From club – regulation to market competititon in the Scandinavian electricity supply industry. En Richard Gilbert et. al. International comparisons of Electricity regulation. Cambridge University Press. 1998

Joskow P. y R Schmalensee (1983) Markets for Power. An Analysis of Electrical Utility desregulation. Cambridge Mass: MIT press,

Joskow, Paul (1995) "Competition in the U.S. Electric Power Sector: Some recent developments". En: Ole Jess Olsen (editor) "Competition in the Electricity Supply Industry ". Experience from Europe and the United States. Jurist-og økonomforbundets forlag. DJOF Publishing Copenhagen

Joskow, Paul (1991) "The evolution of an independent power sector and competitive procurement of new generating capacity". Research in Law and Economics. Volume 13, p. 63-100

Joskow, Paul y Edward Kahn (2001) "A quantitative analysis of pricing behavior in California's Wholesale Electricity market during summer 2001"

Millán, Jaime (1999) "La Segunda Generación de las Bolsas de Energía: Lecciones para América Latina". Banco Interamericano de Desarrollo

Newbery, David (1998). Competition, contracts, and entry in the electricity spot market. Rand Journal of Economics. Volumen 29.

Oren Shmuel (1996) "Preemption of TCCs and Deadweight Loss in Centrally Dispatched Electricity Systems with Competitive Generation". University of California. Berkeley

Pace, J (1996) " Market Power Analysis of Pacific gas and Electric Company In Support of Joint application". Federal Energy Regulatory Commission. Docket N ER96-1663-000.

Pereira, Mario; Campodónico Nora y Rafael Kelman (1998) Long term Scheduling based on Stochastic Models. EPSOM 98, Zurich.

Rainieri, R (1997) “Relevancia de las barreras de entrada a la industria en generación eléctrica”. En: Charun, Rafael et.al. La industria Eléctrica en Chile. Aspectos económicos. Programa de Postgrado en Economía. Ilades/ Georgetown University. Diciembre, 1996.

Tamayo, Gonzalo y otros (1999) “Análisis de Competencia en el Sector Eléctrico”. Convenio BID – Indecopi (mimeo).

Tirole Jean (1990) La teoría de la Organización Industrial Barcelona: Editorial Ariel S.A.

Von der Fehr, Nils y Harbord David (1993). Spot Market competition in the UK Electricity Industry. The Economic Journal. Volumen 103.

Viscusi, Kip; John Vernon y Joseph Harrington (1996) “Economics of Regulation and Antitrust”. Segunda Edición

Wu felix y Pravin Varaina (1995). “Coordinated Multilateral Trades for Electric Power: Theory and Implementation”. Department of Electrical Engineering and Computer Sciences. Universidad de California. Berkeley

Resoluciones, Normas Legales y otros

Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25845) y sus modificatorias

Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Supremo N° 009-93-EM) y sus modificatorias

Anuarios Estadísticos y demás publicaciones del COES y la CTE (OSINERG – GART))