

**Consortio de Investigación Económica y Social**

**Proyecto de Investigación Mediano**

**Informe Final**

**Instituciones y Diseño de Mercado en el Sector Eléctrico  
Peruano:  
Análisis de la Inversión en Generación**

**José Gallardo, Raúl García y José Távara**

**Septiembre 2005**

## Resumen

El presente documento presenta los resultados de una investigación sobre la problemática de la inversión en capacidad de generación en el sector eléctrico peruano. Los problemas para fomentar inversiones eficientes y adecuadas se manifiestan de diferentes formas, tanto en los potenciales problemas de suministro de una demanda creciente, proyectada para los próximos años, como también en las dificultades para contratar por parte de las empresas distribuidoras, que se vienen experimentando desde el año 2003, en un contexto de precios “spot” muy altos.

El análisis de los distintos factores que afectan la inversión, pone en evidencia la necesidad de algunas reformas institucionales en el sector. Las dificultades existentes para atraer inversiones, estarían asociadas a las características del diseño de la reforma del sector, el cual exhibe una elevada intervención administrativa en el proceso de fijación de tarifas e introduce algunas rigideces que no permiten un adecuado manejo de riesgos por parte de los agentes. Ello es particularmente relevante en un sistema con predominio de centrales hidráulicas, el cual requiere de un proceso gradual de reconversión hacia una mayor participación del gas natural.

A su vez, respecto a los factores que podrían afectar el proceso de inversión, las simulaciones realizadas como parte del estudio muestran una alta sensibilidad de la participación del gas natural en el parque generador, a cambios en factores de oferta como el precio de los combustibles y el costo de los activos de generación, y a cambios en el costo del capital y su interacción con estos factores de oferta. Los factores de demanda, aunque no analizados directamente en este estudio, también afectan esta participación; particularmente cuando la demanda se hace menos volátil a lo largo del tiempo las centrales hidráulicas se vuelven relativamente más atractivas.

Otros factores que pueden explicar la problemática de la inversión y que han sido tratados en otros estudios relacionados a la presente investigación, son el poder de mercado implícito en el mecanismo regulatorio de generación, las tendencias mundiales de la inversión y la incertidumbre sobre la evolución de los precios y equilibrio estratégico asociado a la entrada del proyecto de gas de Camisea.

## Contenido

I.	Antecedentes.....	5
II.	Factores que Afectan la Inversión en Generación .....	6
II.1	Ejercicio del Poder de Mercado .....	7
II.2	Incertidumbre Generada por Aspectos Institucionales y de Diseño de Mercado.....	10
III.	Organización del Sector Eléctrico Peruano.....	11
III.1	Cambios en la Organización del Sector a Nivel Internacional .....	11
III.2	Diseño del Mercado Eléctrico Peruano .....	16
III.3	Instituciones y Agentes del Sector .....	18
III.4	Mecanismos de Fijación de Tarifas.....	20
III.5	Evolución del Diseño Institucional en el Sector Eléctrico Peruano .....	25
IV.	Análisis de Factores que Afectan la Inversión en Generación.....	31
IV.1.	Contexto Macroeconómico y Percepción Regional.....	31
IV.2.	Marco Institucional y Riesgo Regulatorio.....	33
IV.3.	Señales de Precios e Inversión.....	38
IV.4.	Diseño de Mercado y Riesgos Comerciales.....	40
V.	Impacto de Factores que Afectan la Inversión.....	42
V.1	El Costo del Capital y su Interrelación con Otros Factores de Oferta .....	42
V.2	Cambios en los Patrones de Demanda.....	54
VI.	Problemática Reciente de la Generación en el Mercado Eléctrico Peruano .....	56
VI.1	Las Dificultades para Contratar de las Empresas Distribuidoras .....	56
VI.2	La Evolución Reciente de la Inversión.....	60
VI.3	Explicaciones e hipótesis.....	61
VI.4	Análisis.....	62
	<i>Evolución de Precios y Mecanismos de Cobertura de Riesgos Comerciales.....</i>	63
	<i>Proyección de la Demanda y Plan de Obras .....</i>	73
	<i>La Experiencia Chilena.....</i>	77
	<i>Evaluación.....</i>	79
	<i>Cambios Institucionales y Medidas Recientes.....</i>	82
VII.	Conclusiones y Comentarios Finales .....	86
VIII.	Referencias .....	92
	Anexo N° 1: Fórmula de Actualización de las Tarifas en Barra .....	97

## Índice de Gráficos

Gráfico N° 1: Inversión Anual en Generación Eléctrica con Participación Privada en Países en Desarrollo (US\$ miles de millones).....	32
Gráfico N° 2: Efectos de un Incremento en el Costo de Capital Sobre la Capacidad Óptima .....	48
Gráfico N° 3: Sensibilidad del Parque Generador Ante Cambios en el Costo del Capital .....	49
Gráfico N° 4: Distribución del Costo de Capital Utilizado en las Simulaciones .....	49
Gráfico N° 5: Efectos de la Interacción del Costo de Capital y Cambios en el Precio del Petróleo Sobre la Participación en la Capacidad de las Centrales a Gas Natural de Ciclo Combinado .....	51
Gráfico N° 6: Efectos de la Interacción del Costo de Capital y Cambios en el Precio del Petróleo Sobre la Participación en la Capacidad de las Centrales Hidráulicas....	51
Gráfico N° 7: Efectos de la Interacción del Costo de Capital y Cambios en el Precio del Petróleo Sobre el Precio Promedio.....	52
Gráfico N° 8: Efectos de la Interacción del Costo de Capital y Cambios en el Costo de Inversión de Centrales Hidráulicas sobre la Capacidad Óptima de las Centrales a Ciclo Combinado .....	53
Gráfico N° 9: Efectos de la Interacción del Costo de Capital y Cambios en el Costo de Inversión de las Centrales Hidráulicas sobre su Participación en el Parque Generador.....	53
Gráfico N° 10: Efectos de la Interacción del Costo de Capital y Cambios en el Costo de Inversión de las Centrales Hidráulicas sobre el Precio Promedio .....	54
Gráfico N° 11: Cambios en el Patrón de Demanda.....	55
Gráfico N° 12: Cambios en la Participación de las Centrales Hidráulicas Ante Incremento en el Factor de Carga del Sistema .....	56
Gráfico N° 13: Inversión en Capacidad de Generación y Máxima Demanda (Variaciones).....	60
Gráfico N° 14: Cobertura de la Volatilidad del Precio “Spot” Mediante un Contrato por Diferencias.....	65
Gráfico N° 15: Evolución de las Tarifas en Barra y los Precios “Spot” (Mayo 1993-Marzo 2005).....	67
Gráfico N° 16: Precio Contratos Libres GART / Barra.....	69
Gráfico N° 17: Efectos de “Shocks” Sobre los Beneficios de un Generador con Contratos .....	71
Gráfico N° 18: Opciones de Compra en la Generación Eléctrica .....	72

## Índice de Cuadros

Cuadro N° 1: Funciones de las Diferentes Entidades en el Sector Eléctrico .....	20
Cuadro N° 2: Fijación del Precio de Potencia.....	24
Cuadro N° 3 Tarifas en Barra Mayo 2005 (US\$ por MWh) .....	25
Cuadro N° 4: Experiencias de Crisis de Precios en Mercados Eléctricos.....	42
Cuadro N° 5: Potencia Contratada de las Empresas Generadoras al 2004 (MW).....	57
Cuadro N° 6: Empresas con Contratos Antes del 2006 .....	58
Cuadro N° 7: Proyectos de Mayor Discusión en el Plan de Obras.....	74

## I. Antecedentes <sup>1</sup>

Uno de los temas centrales en la discusión sobre el desarrollo del sector eléctrico peruano, se refiere a las crecientes dificultades que han venido experimentando las empresas distribuidoras para renovar sus contratos de compra de energía destinada al servicio público con las empresas generadoras y, en términos generales, al comportamiento de la inversión en generación, en un contexto marcado por la puesta en marcha del proyecto de gas natural de Camisea. En consecuencia se han expresado diversas opiniones respecto del origen de esta problemática y sus alcances, no existiendo actualmente una visión global sobre el tema.

Debido a las características económicas y tecnológicas del sector eléctrico, así como a las características institucionales de la economía peruana, es importante examinar la importancia relativa de los distintos factores que pueden condicionar las decisiones de inversión. En particular, es importante distinguir entre aquellos que incrementan el grado de incertidumbre sobre el nivel y variabilidad de los ingresos de las empresas, de aquellos relacionados a diferentes formas de ejercicio del poder de mercado a través de decisiones de precios, producción o inversión en niveles distintos a los socialmente óptimos, los cuales se pueden mantener por períodos de tiempo relativamente apreciables sin inducir a la entrada de nuevos agentes. Asimismo, entre los aspectos que generan incertidumbre es importante distinguir los aspectos institucionales relacionados al grado de discrecionalidad y al problema de credibilidad de las instituciones del sector, de aquellos relacionados con el diseño del mercado eléctrico y, en particular, de la medida en que este diseño permite un manejo adecuado de diferentes tipos de “*shocks*” de oferta y demanda, con sus consiguientes efectos sobre las decisiones de inversión y contratación de las empresas.

En el presente documento se analizan los efectos de la incertidumbre sobre las decisiones de inversión de los agentes enfatizando los aspectos institucionales y la forma cómo el diseño de mercado puede afectar el manejo de riesgos e influir sobre las decisiones de inversión.

El documento está organizado de la siguiente forma. En la segunda sección se presenta una breve discusión teórica sobre los factores que afectan la dinámica de la

---

<sup>1</sup>. Se agradece la asistencia de Claudia Fernández – Dávila en la elaboración de este documento, el mismo que se benefició de los comentarios del referí anónimo encargado por el CIES de dar lectura a las entregas preliminares y de discusiones con Alfredo Dammert, Lennin Quiso, Raúl Pérez-Reyes y Erix Ruiz. Última revisión: junio del 2006.

inversión y su relación con el ejercicio de poder de mercado y las diversas fuentes de incertidumbre. En la tercera sección se discuten las características de la provisión de electricidad y cómo ellas han influido en las diferentes opciones de diseño institucional del mercado eléctrico, y luego se procede a analizar el diseño y el marco regulatorio del sector para el caso peruano. En la cuarta sección se examinan los diferentes factores que crean incertidumbre en las inversiones en generación. Luego, en la quinta sección, se analizan los resultados de simulaciones sobre el efecto que un incremento del costo del capital puede tener sobre la potencial reconfiguración del parque generador peruano y su interacción con otros factores de oferta, teniendo en cuenta la puesta en marcha del proyecto del gas de Camisea y la evolución esperada de los precios en el largo plazo. En la sexta sección se analiza la problemática actual del sector, referida principalmente a las dificultades de contratación y la evolución de la inversión, y se discuten los principales argumentos que asocian estos problemas a la conducta del regulador y al diseño de mercado, a fin de evaluar el poder explicativo de cada uno de ellos. Por último, en la séptima sección se formulan las reflexiones finales.

## **II. Factores que Afectan la Inversión en Generación**

La inversión en generación de electricidad tiene algunas de las características generales de los procesos de inversión en industrias competitivas, pero a la vez posee algunos elementos que la diferencian. Estos últimos se refieren a la magnitud de las inversiones, algunas de las cuales dan lugar a costos hundidos, a la existencia de indivisibilidades, y a otros factores asociados con las características del proceso de provisión de electricidad y con el diseño de los diferentes mercados eléctricos, en particular los mecanismos de remuneración de la capacidad.<sup>2</sup>

Varios de estos aspectos se discuten a lo largo del documento, por lo que en esta sección se ha optado por sintetizar los determinantes de la inversión en dos categorías generales: las diferentes formas de ejercicio del poder de mercado y las diversas fuentes de incertidumbre que generan un valor a la opción de postergar la inversión.

---

<sup>2</sup>. Ver Zhou (2003) para una comparación exhaustiva de los diseños de mercado a nivel internacional y los diferentes mecanismos de remuneración de capacidad.

## II.1 Ejercicio del Poder de Mercado

En un mercado eléctrico desregulado, donde los precios son fijados por las empresas y existe libre entrada y salida a la actividad de generación, cualquier problema de desadaptación del parque generador, en el sentido de que la configuración o combinación de tecnologías de producción no minimiza costos, será corregida a través de un proceso de entrada de centrales o tecnologías eficientes, y de salida de las ineficientes (ver Borenstein; 1999). El equilibrio en estos mercados, donde en principio no existiría un precio de potencia, implicará que se genere una curva de oferta con un último tramo muy creciente o incluso vertical, que posibilitará la generación de rentas de escasez destinadas a pagar los costos fijos de las centrales marginales e inframarginales. En el nuevo equilibrio también existirá una combinación óptima de tecnologías, aunque con un nivel de inversión menor al de un mercado donde existe pago por capacidad como sucede en el caso peruano.

Sin embargo, en la medida en que existen problemas de incertidumbre sobre la evolución de la demanda, indivisibilidades en los activos, períodos relativamente largos de maduración de las inversiones, así como costos hundidos elevados y barreras significativas a la entrada, el ingreso de nuevas centrales no es inmediato, lo cual facilita el ejercicio de poder de mercado. Las posibilidades de ejercicio de este poder son mayores en la generación de electricidad debido a la elevada concentración existente, la cual se explica, en parte, porque el tamaño óptimo de las plantas es aún relativamente elevado en relación al tamaño del mercado.

Esta problemática ha estimulado la realización de una serie de estudios sobre el comportamiento de los generadores en los mercados, especialmente de aquellos que operan en base a bolsas de energía. Los tipos de modelos utilizados son muy diversos, algunos examinan estrategias tipo Cournot con franja competitiva (Borenstein y Bushnell; 1998), otros son más complejos y utilizan la metodología de equilibrio en funciones de oferta ("*supply function equilibrium*"), como por ejemplo los desarrollados por Green y Newbery (1992), Green (1996) y Newbery (1998).

Hay otro grupo de estudios que analizan el ejercicio de poder de mercado en las experiencias de reforma más importantes, destacando el de Wolfram (1999) para el "*pool*" inglés. Utilizando una técnica de calibración de los "*mark-ups*", el estudio muestra que el ejercicio de poder de mercado habría sido menor al esperado debido a

una serie de factores institucionales, como la amenaza de intervención del regulador. También se destaca el estudio de Joskow y Kahn (2002), realizado a propósito de la crisis del mercado de California, en el cual se examinan los efectos de los diferentes factores que causaron el incremento de los precios mayoristas en este sistema.

Para el caso de diseños de mercado similares al peruano, donde no existe propiamente una bolsa de energía, ya que las decisiones de producción se realizan a mínimo costo usando información auditada de las empresas, se han realizado análisis contrafactuales para analizar qué es lo que sucedería de abrirse el mercado a una bolsa de energía, donde se puedan declarar precios y cantidades. Este es el caso del estudio realizado por Arellano (2004a), en el cual se simula la apertura del mercado eléctrico chileno con dos empresas grandes comportándose a lo Cournot, y las demás empresas operando como parte de una franja competitiva. Asimismo, el modelo de simulación incorpora el comportamiento de las plantas hidroeléctricas y la asignación intertemporal del agua en las centrales con embalse, además del efecto de los contratos financieros sobre el comportamiento del mercado “*spot*” (destacado en diferentes documentos como el de Newbery, 1998).

Como se mencionó, y tal como afirman Murto y Pineau (2002), no hay suficientes estudios sobre las decisiones de inversión de las empresas, en parte debido al supuesto de que, en el largo plazo, la competencia logrará la adecuación de la oferta de electricidad. Sin embargo, dado que las decisiones de inversión y fijación de precios no son dictadas por un planificador centralizado y tienen implicancias sobre el ejercicio del poder de las empresas, algunos autores como Smeers (1997) han argumentado sobre la necesidad de un análisis del comportamiento de las empresas en un entorno dinámico. Un primer estudio donde se analizaron estos problemas fue realizado por Von Der Fehr y Harbord (1997) quienes desarrollaron un modelo en dos etapas donde las empresas eligen primero el monto a invertir y en una segunda etapa compiten en precios. Estos autores encontraron que las empresas tenderían a subinvertir para incrementar su poder de mercado y que la inversión tendería a concentrarse en tecnologías especializadas cuyos costos marginales les otorguen ventajas en el proceso de formación de precios en el mercado “*spot*”.

Un estudio donde se aborda la dinámica de la inversión en un sector eléctrico desregulado es el realizado por Murto y Pineau (2002). Estos autores construyen un modelo de oligopolio dinámico estocástico para describir las estrategias de inversión y

producción de las empresas. En su modelo las firmas tienen a su disposición centrales nucleares, hidráulicas y térmicas, pero sólo están permitidas de invertir en centrales térmicas, y enfrentan dos funciones de demanda (punta y fuera de punta). El estudio toma en cuenta, de forma explícita, la interacción entre la producción de energía, la inversión y el crecimiento de la demanda. Un resultado importante del modelo es que los precios tenderán a incrementarse y la inversión será siempre limitada, lo cual sería el resultado de un mercado concentrado con barreras a la entrada y afectado, además, por la existencia de incertidumbre en la demanda, a la cual corresponde un menor nivel de inversión que en un escenario determinístico.

En los modelos chileno y peruano el proceso de inversión está condicionado por otros factores. En primer lugar, las empresas no están en capacidad de decidir los precios de oferta de electricidad, sino que el precio del sistema se calcula en base a costos marginales auditados. Las empresas sólo deciden sobre los niveles de inversión. Esto no implica, sin embargo, que las empresas no tengan cierto poder de mercado, el cual se expresa en su capacidad de postergar sus decisiones de inversión con la finalidad de incrementar los precios o seguir rentabilizando centrales térmicas que serían eventualmente desplazadas por el gas natural.

La sostenibilidad de este comportamiento dependerá de la magnitud de las barreras a la entrada para nuevos inversionistas a gas natural. Un comportamiento de este tipo ha sido identificado por Arellano y Serra (2005) quienes muestran teóricamente cómo los generadores pueden distorsionar el parque generador óptimo de forma tal que exista una subinversión en centrales inframarginales y una sobreinversión en centrales marginales, lo cual no sólo deriva en ineficiencia productiva sino también en beneficios extraordinarios para los generadores como un todo. Los autores proponen como indicador de poder de mercado el exceso de tiempo que marginan estas centrales sobre el que deberían marginar en un despacho óptimo considerando las restricciones técnicas del sistema.

En el caso peruano, Dammert, García y Quiso (2005) analizan la dinámica de la inversión en generación, modelando y simulando las decisiones de inversión en tres contextos o casos distintos. En el primero de ellos se considera a las empresas incumbentes como un monopolio, básicamente debido a que tienen intereses comunes en mantener las tarifas altas. Los autores encuentran que, en este caso, se obtienen menores niveles de inversión respecto a los que se obtendrían si un planificador decidiera la producción y las inversiones. Las empresas ejercerán su poder de

mercado postergando sus decisiones de inversión. Un caso intermedio se presenta en sistemas donde rige una regla de precios basada en la proyección de costos marginales, como el peruano y el chileno. En este caso la senda de inversiones es mayor a la que se obtiene con un monopolio desregulado, pero menor a la que obtendría el planificador. Este resultado se explica porque una menor capacidad incrementará los costos marginales esperados de suministro y, por lo tanto, los precios basados en estas proyecciones; incentivo que se incrementa aún más si las nuevas inversiones utilizan tecnologías más eficientes como el gas natural. En este sentido, medidas como la reducción del período de proyección utilizado en el cálculo de las tarifas en barra, reducirán las variables de control de los generadores, por ejemplo cuando se consideran los costos marginales proyectados para los próximos dos años, en lugar de los costos proyectados para los próximos cuatro años.

## **II.2 Incertidumbre Generada por Aspectos Institucionales y de Diseño de Mercado**

En el caso de la incertidumbre derivada de aspectos institucionales y de diseño de mercado, se han realizado algunos estudios como el de Roques, Newbery y Nutall (2004), en el cual se examina la disyuntiva o “*trade off*” existente entre la mayor adaptabilidad del nuevo esquema de mercado inglés establecido en el 2001 (denominado “*New Electricity Trading Arrangement*”, NETA), y la predictibilidad de las políticas regulatorias. También puede mencionarse el trabajo de Fisher y Galetovic (2001), que se concentra en analizar los problemas de “governancia” (“*governance*”) en el arreglo institucional chileno. El estudio muestra cómo estos problemas impidieron una salida más rápida y adecuada de la crisis de 1999, y también ofrece una evaluación sobre algunas opciones de política.

Asimismo, existen trabajos que presentan evidencia empírica sobre el impacto de la incertidumbre en la inversión en generación eléctrica, como aquella generada en un contexto de controversia en torno a las potenciales reformas al marco regulatorio. En esta línea de investigación se pueden mencionar el trabajo de Ishii y Yan (2004) que utilizan datos para los diferentes estados de U.S.A. en el período 1996 - 2000, y los estudios que ponen de relieve aspectos más estructurales como la importancia de las características institucionales de cada país sobre la inversión en el sector eléctrico (Bergara, Henisz y Spiller; 1997). Por último, Finon (2003) presenta una reflexión más amplia acerca de la importancia que los diseños institucionales tienen con respecto a la inversión y a las opciones de reforma del sector a escala internacional.

En cuanto a los estudios centrados en los riesgos de la inversión asociados a las particularidades de la generación eléctrica, destacan publicaciones como las de la OECD/EIA (2003) sobre las fuentes de volatilidad de precios, los mecanismos de cobertura y la intervención gubernamental. Otros estudios más específicos como los de Skantze e Ilic (2001) y Visudhiphan, Skantze e Ilic (2001) analizan la dinámica de la inversión desde el punto de vista de los instrumentos necesarios para garantizar la confiabilidad del suministro, incluyendo el efecto que tienen mecanismos tales como el sistema de requerimientos de capacidad. Existen otros estudios más específicos que analizan cómo la incertidumbre hidrológica en sistemas con preponderancia hidráulica, puede generar un valor adicional a la opción de postergar inversiones en centrales termoeléctricas, lo cual pone en relieve la conveniencia de utilizar otros mecanismos como los contratos de largo plazo para viabilizar inversiones (Rocha, Moreira y David; 2002).

En el caso peruano Gallardo, García y Pérez-Reyes (2005) analizan la evolución de la inversión agregada en el sector eléctrico en el período posterior a la reforma. Luego de revisar los enfoques sobre el comportamiento de la inversión en condiciones de incertidumbre, los autores ponen en relieve el efecto de largo plazo de la entrada del gas de Camisea, sobre la configuración del parque generador.

### **III. Organización del Sector Eléctrico Peruano**

#### **III.1 Cambios en la Organización del Sector a Nivel Internacional**

El suministro de electricidad constituye un servicio público, ya que su provisión satisface una necesidad colectiva, por lo que el Estado asume una responsabilidad de última instancia a fin de garantizar una provisión continua y adecuada del servicio. Es por ello que las empresas concesionarias adquieren obligaciones de servicio universal y que se diseñan mecanismos como los subsidios o los fondos de electrificación rural para que, en la medida de lo posible, la mayoría de las personas tenga acceso a estos servicios.

Esta característica, unida a la complejidad de la organización del servicio eléctrico derivada de las necesidades de coordinación física y económica, hizo que la provisión de electricidad fuera garantizada a través de una empresa pública verticalmente

integrada y que, incluso en los diseños de mercado más desregulados y descentralizados, exista cierto grado de intervención estatal. Esta intervención se extiende a la determinación de las reglas bajo las cuales operan las empresas privadas en actividades potencialmente competitivas, como la generación de electricidad, las cuales se separaron de las actividades monopólicas como la transmisión y distribución.

La inversión en las distintas actividades del sector eléctrico tiene un alto componente de costos hundidos, particularmente en las inversiones en redes y centrales hidráulicas. Esta irreversibilidad de las decisiones hace que las opciones de postergar las inversiones tengan un mayor valor que en otras industrias. Así, la recuperación de las inversiones dependerá de factores o decisiones no directamente controlables por las empresas como: i) la aplicación de mecanismos regulatorios directos, tal como sucede en segmentos con características de monopolio natural como la transmisión y distribución<sup>3</sup> y, ii) los riesgos tecnológicos, comerciales y los asociados a cambios en las reglas del diseño de mercado en actividades donde es factible un mayor nivel de competencia, como la generación de electricidad.

Todos estos riesgos e incertidumbres pueden generar un valor a la opción de postergar las inversiones, lo cual, en un entorno donde la inversión la realizan los agentes privados, puede poner en peligro la continuidad y confiabilidad de un servicio como la electricidad, por lo que el Estado debe realizar un seguimiento permanente de la inversión en el sector. En el caso de la inversión en generación, ésta asume un conjunto de riesgos distintos a los que enfrentan la inversión en transmisión y distribución, ya que en economías donde se han producido reformas estructurales esta actividad usualmente se desenvuelve en un entorno menos regulado, en el cual opera un mercado mayorista competitivo o mecanismos más conservadores como un esquema de “Comprador Único” o “*Single Buyer*”.

La inversión en generación requiere de aportes de capital considerables, y se caracteriza por las indivisibilidades y el hundimiento de costos en obras civiles y maquinaria, siendo el caso extremo el de las centrales hidráulicas. Las centrales

---

<sup>3</sup>. En el caso particular de la transmisión, si bien el sistema marginalista hace que las diferencias de precios entre diferentes nodos de una red sea una señal para la inversión y contribuya a su remuneración, la existencia de externalidades de red asociadas a las interconexiones y economías de escala hará muchas veces que éstas no sean recuperables, lo que genera la necesidad de cargos complementarios (ver Rubio Odériz; 1999). Para un análisis de la problemática de la inversión en transmisión eléctrica en el caso peruano véase De la Cruz y García (2003).

térmicas operan con activos menos específicos, pueden usar diferentes combustibles e incluso ofrecen mayores posibilidades de salida del mercado. Una vez realizada la inversión, los generadores asumen una serie de riesgos comerciales, ya sean originados por perturbaciones de oferta, tales como la incertidumbre hidrológica e indisponibilidades no previstas asociadas a problemas en el suministro de gas natural, o perturbaciones de la demanda originadas por las condiciones macroeconómicas y cambios en variables como el ingreso, las exportaciones, o el tipo de cambio. Estas perturbaciones no son fácilmente manejables en un contexto donde la demanda tiene que ser abastecida en tiempo real, por lo que se originan fuertes perturbaciones de los precios “spot” del sistema. Los riesgos implícitamente asociados a las cantidades y precios establecidos en los contratos de los generadores son manejados frecuentemente mediante mecanismos financieros como los “contratos por diferencias” y contratos de futuros.

Sin embargo, una variable importante que afecta el nivel de riesgo e incertidumbre de las inversiones en generación, está referida al entorno institucional y al diseño de mercado establecido en cada país. Así, en esquemas más desregulados, como aquellos que utilizan mecanismos de subastas en mercados de corto plazo, pueden existir una mayor variabilidad de los precios, sobretodo si no existe un mercado de contratos que cubran estos riesgos, pero esta variabilidad de precios dependerá de las condiciones de oferta y demanda más que de la incertidumbre derivada de decisiones administrativas, como sucede en los esquemas donde los precios son fijados por un regulador en base a proyecciones de costos, como en los casos peruano y chileno, donde el regulador tiene diferentes niveles de discrecionalidad para tomar sus decisiones, lo que provoca frecuentes discusiones y controversias. A su vez, el diseño de mercado y los mecanismos de remuneración establecidos afectarán el nivel de volatilidad de los precios, la cual se reduce gracias a la existencia de mecanismos de pagos de capacidad.<sup>4</sup>

En economías institucionalmente frágiles las inversiones están sujetas a un mayor riesgo de politización derivado de conductas oportunistas por parte del Estado, más aún si se trata de un servicio de consumo masivo cuya provisión involucra importantes costos hundidos (Spiller y Tommassi; 2003), por lo que el análisis de los aspectos institucionales se torna más relevante. A fin de identificar de una forma más

---

<sup>4</sup>. Ver Oren (2004) para una discusión de los diferentes mecanismos de remuneración de capacidad y sus efectos sobre las inversiones y confiabilidad del sistema eléctrico y, Creti y Fabra (2003) para una discusión sobre los mercados de capacidad.

sistemática los riesgos de la inversión en generación y la importancia relativa de los aspectos institucionales particulares del caso peruano, es necesario revisar brevemente los cambios experimentados en la organización del sector eléctrico durante las últimas décadas, para pasar luego a un análisis más específico sobre la experiencia peruana.

Los cambios experimentados en la organización del sector eléctrico a escala internacional, se presentan como un campo fértil para el análisis desde la perspectiva de la nueva economía institucional, asociada en particular al enfoque de los costos de transacción desarrollado por Williamson (1985). En este enfoque, aplicado por Joskow (1996) al sector eléctrico, las reformas de las dos últimas décadas podrían caracterizarse como un proceso de cambio paulatino en la organización del sector, desde un sistema basado en jerarquías, como en la tradicional empresa estatal verticalmente integrada, hacia un esquema que va creando nuevos espacios para el funcionamiento de los mecanismos de mercado.

Estos cambios se habrían facilitado, entre otras razones, por el descontento frente a los pobres resultados en materia de eficiencia obtenidos por las “*utilities*” estatales en los países desarrollados. Pero también debido a los avances tecnológicos (sistemas de información que facilitan la coordinación) y económicos (reducción de especificidad de centrales respecto a un sólo combustible, identificación del rápido agotamiento de las economías de escala en generación), que habrían reducido los costos de transacción asociados a un funcionamiento más descentralizado de la provisión de electricidad, posibilitando la introducción de competencia en segmentos como la generación y la comercialización.

Si bien los diseños institucionales resultantes de las reformas han sido muy variados, se aprecia cierta continuidad en los diferentes modelos, ya esbozados teóricamente en el trabajo de Joskow y Schmalensee (1983) y sistematizados en Hunt (2002). La secuencia es conocida. El punto de partida es el modelo tradicional de monopolio verticalmente integrado, luego se pasa a un modelo de “Comprador Único” (“*Single Buyer*”), donde las “*utilities*” compran energía a productores independientes, siempre y cuando sean más baratos, asegurándoles con un contrato de largo plazo. Luego se adopta un esquema caracterizado por la separación de la actividad de generación y el establecimiento de un mercado mayorista competitivo, para terminar con un modelo de

competencia minorista donde, adicionalmente, existe competencia en la comercialización para todos los clientes, incluyendo los residenciales.<sup>5</sup>

Los nuevos esquemas de organización de la industria y la creación de mecanismos de mercado son un proceso paulatino, que requiere de la coexistencia de diferentes grados de centralización o descentralización de las decisiones de inversión y operación, así como también de diferentes niveles de regulación o desregulación de precios. Es en este contexto que surgen o se reconfiguran una serie de “instituciones” necesarias para el adecuado funcionamiento del sistema eléctrico, tanto de carácter o ámbito general para todas las industrias reestructuradas como también de un alcance específico para el sector eléctrico.

A nivel general, la transición de un Estado encargado de la planificación, inversión y fijación de precios a través de una empresa pública dominante que centralizaba todas estas funciones, a un Estado que deja la inversión al sector privado, requiere que su intervención en el sector se reorganice. Así, el Estado pasa de tener un rol activo o positivo en el sector, a tener un rol más bien de monitoreo y regulación de ciertas actividades con características monopólicas.

En el diseño de la reforma en muchos países latinoamericanos, se ha separado el antiguo rol planificador del rol de fijación de tarifas, quedando el primero más bien a un nivel referencial a cargo del ministerio del sector. También se han creado agencias de competencia y organismos reguladores, con cierto nivel de autonomía financiera y técnica, para que se encarguen de monitorear y sancionar las conductas anticompetitivas, de fijar las tarifas con criterios de eficiencia, y de supervisar las obligaciones contractuales de los concesionarios. En cuanto a la inversión, si bien en algunos casos el proceso de privatización ha quedado inconcluso, como en la generación de electricidad en el Perú, la opción más bien es que ésta corra a cargo de los agentes privados, los cuales deben responder a las señales de precios y a las garantías que cada país pueda ofrecer a los inversionistas.

A las instituciones propias de las industrias de infraestructura sujetas a un proceso de desregulación, se unen una serie de instituciones que responden más bien a las peculiaridades de la provisión de energía eléctrica. En este caso se incluyen una amplia gama de entidades, entre las cuales se destaca el organismo encargado de la

---

<sup>5</sup>. Una discusión más detallada de la evolución de la organización del sector y las reformas estructurales en el sector eléctrico se puede ver en Dammert, Gallardo y García (2005).

operación del sistema eléctrico interconectado. Al respecto se observan distintas opciones. En efecto, esta función puede estar a cargo de las empresas transmisoras (modelo “*Transco*”), de un club de generadores y transmisores (como en el caso chileno y peruano), o de un operador independiente de los agentes del sector. A su vez, es posible separar y asignar las funciones de operación técnica a una entidad distinta (“*Independent System Operator*”), y simultáneamente encargar a otra entidad la operación económica del sistema (“*Power Exchange*”). También son fundamentales las funciones de planificación y de aprobación de las inversiones en las redes de transmisión, las cuales pueden estar a cargo del ministerio del sector, de una entidad independiente, o de las propias empresas de transmisión en esquemas más conservadores.

A su vez, la descentralización de las decisiones y la introducción de nuevos agentes, genera la necesidad de una serie de instrumentos adicionales, incluyendo los mecanismos de remuneración de la energía y la capacidad, indispensables para facilitar las inversiones, los mecanismos de control del poder de mercado y diferentes tipos de contratos. El funcionamiento adecuado de estos mecanismos permite manejar más eficazmente los riesgos, los cuales son particularmente elevados en el sector eléctrico, debido, entre otros factores, a la variabilidad en el precio del petróleo y en las precipitaciones pluviales, que afectan el desempeño de las centrales hidráulicas.

En cada diseño de mercado se ha optado por el uso de diferentes instrumentos, por ejemplo, en cuanto a la remuneración de la capacidad existen esquemas que van desde pagos fijos basados en una estimación del costo de expansión del sistema, esquemas basados en pagos variables asociados a la pérdida de carga, e incluso esquemas donde no se paga explícitamente por capacidad. Las instituciones, el diseño de mercado y los instrumentos adoptados dependerán de las características institucionales, y de la amplitud y profundidad de los mecanismos de mercado establecidos en las diferentes reformas, siendo los adoptados en el caso peruano sólo un caso particular de la amplia gama de opciones existentes.

### **III.2 Diseño del Mercado Eléctrico Peruano**

En Dammert, Gallardo y García (2005) se analizan los problemas y disyuntivas asociados al diseño de los mercados eléctricos, y se examina el modelo adoptado con la reforma del sector eléctrico peruano. También se explican los principales atributos del marco regulatorio y se realiza un breve balance de los resultados logrados y de la

agenda pendiente en diferentes áreas. Por ello en esta sección sólo se revisarán las principales características del esquema regulatorio peruano que tienen una incidencia sobre el proceso de determinación de tarifas en generación.

El diseño del mercado adoptado en Chile (1982) y en el Perú (1992) es más conservador que el adoptado en otros países durante la década de los noventa, y podría caracterizarse como un mercado mayorista competitivo, pero donde la competencia en generación sólo se presenta en la libre entrada a la actividad, más no en la formación de precios en base a ofertas. Otro atributo del modelo es la introducción de competencia por los grandes clientes en la comercialización mayorista, en la que participan empresas generadoras y distribuidoras. Entre las principales características del diseño de mercado peruano destacan las siguientes:

- Separación de las actividades de generación, transmisión y distribución.
- Libre entrada en la actividad de generación.
- Precios máximos de venta de generador a distribuidor fijados de forma administrativa por el regulador, en base a proyecciones de costos. Se consideran un precio de energía y un precio de potencia, usando en el cálculo de ambos un costo de oportunidad del capital de 12%.
- Competencia entre generadores y distribuidores por los clientes con alto consumo (superior a 1 MW en Perú, superior a 2 MW en Chile).
- El operador del mercado y del sistema está conformado por los generadores y transmisores (Comité de Operación Económica del Sistema, COES).
- El despacho y los precios en el mercado “spot” se fijan usando los costos variables de las centrales, independientemente de los contratos financieros.
- El mercado “spot” sólo se utiliza para valorizar las transferencias entre generadores (diferencias entre despacho y compromisos contractuales).
- No existen comercializadores independientes.
- Las distribuidoras tienen el monopolio de la red y de la comercialización sobre los usuarios de servicio público.
- Las distribuidoras no pueden comprar directamente al mercado “spot” ni transferir a otro precio que no sea a la tarifa en barra a los consumidores de servicio público. Ello implica la obligación de tener contratada toda su demanda y de mantener contratos vigentes para los dos próximos años como mínimo.
- Los contratos de suministro requieren de la garantía física, no existiendo la figura de comercializadores independientes. Los generadores pueden contratar como

máximo un nivel de capacidad equivalente a una “potencia firme”, la cual está definida en base a procedimientos administrativos.

En particular, en el caso del mercado mayorista, el esquema peruano se puede caracterizar como un “Pool Obligatorio” (“*Mandatory Pool*”) ya que el despacho de electricidad es centralizado por una organización conformada por los generadores y transmisores, el Comité de Operación Económica del Sistema (COES). Este organismo es el encargado de garantizar el abastecimiento de la electricidad al menor costo, para lo cual realiza programaciones del despacho en base a los costos variables auditados de las centrales generadoras y la disponibilidad de recursos hídricos.

En este esquema los generadores no tienen la posibilidad de declarar precios en un mercado “*spot*” ni realizar despachos en base a sus obligaciones contractuales. Los generadores ponen a disposición del operador del sistema la capacidad de sus centrales y éste programa el despacho a mínimo costo, para luego realizar una serie de liquidaciones donde se saldan las diferencias entre los compromisos contraídos por los generadores con sus clientes y el valor de la energía realmente inyectada.

### **III.3 Instituciones y Agentes del Sector**

La reforma del sector se inició con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844) en noviembre de 1992. Con esta norma se modificó la organización de la industria, de acuerdo al diseño de mercado mencionado anteriormente, y se definieron las funciones de las diferentes instituciones involucradas en el funcionamiento del sector. Entre ellas se destacan las siguientes:

#### ***El Ministerio de Energía y Minas***

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) es el encargado del otorgamiento de concesiones y de la planificación referencial, y tiene también a su cargo funciones normativas. A través de la Dirección General de Electricidad (DGE), el MINEM ejerce su potestad para normar y planificar el desarrollo del sector eléctrico, así como la función de otorgar concesiones y autorizaciones para efectuar las diferentes actividades eléctricas.

## **OSINERG**

En diciembre de 1996, se creó el Organismo Supervisor de la Inversión Privada en Energía - OSINERG (Ley N° 26734), como ente autónomo encargado de la fiscalización y supervisión de la normatividad del sector energético en materia de calidad, conservación del medio ambiente, eficiencia y normas de los subsectores electricidad e hidrocarburos. Asimismo, tiene la función de fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas en los contratos de concesión. Inicialmente estaba adscrito al Ministerio de Energía y Minas. El OSINERG inició efectivamente sus labores en octubre de 1997, promulgándose en noviembre la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos - NTCSE (D.S. N° 020-97-EM), mediante la cual se fijaron los estándares y compensaciones a cumplirse en los aspectos de calidad del suministro, calidad del producto y alumbrado público, así como un cronograma de aplicación por etapas.

Inicialmente el OSINERG no tenía a su cargo la regulación tarifaria, esta función estaba a cargo de la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE), creada en la década de los ochenta, cuyas facultades le fueron otorgadas por la Ley de Concesiones Eléctricas. En julio del 2000, con la promulgación de la Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos (Ley N° 27332), el OSINERG asumió las funciones de regulación que venía desarrollando la Ex-Comisión de Tarifas de Energía (ex-CTE), actualmente Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART).

En abril del 2002 se promulgó la Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional del OSINERG, Ley N° 27699, que amplía las facultades del organismo regulador, entre las cuales destaca el control de calidad y cantidad de combustibles, y otorga mayores facultades sancionadoras.

## **INDECOPI**

La Ley N° 26876 de 1997, denominada Ley Antimonopolio y Oligopolio en el Sector Eléctrico, estableció un mecanismo de control de fusiones basado en la participación en el mercado de las empresas fusionadas. De acuerdo a esta ley, están sujetos a evaluación previa, por parte de la Comisión de Libre Competencia del Instituto de Defensa de la Competencia y la Propiedad Intelectual (INDECOPI), las operaciones de concentración que involucren, directa o indirectamente, a empresas que desarrollan

actividades de generación y/o transmisión y/o distribución de energía eléctrica que posean, previa o posteriormente al acto que originó la solicitud de autorización, de manera conjunta o separada, un porcentaje igual o mayor a 15% del mercado en los casos de concentraciones de tipo horizontal y 5% del mercado en los casos de concentraciones de tipo vertical.<sup>6</sup>

**Cuadro N° 1: Funciones de las Diferentes Entidades en el Sector Eléctrico**

MEM – DGE Política sectorial y normas. Otorgamiento de concesiones. Plan indicativo de expansión: generación – transmisión. Aprobación de procedimientos para la operación del sistema eléctrico.
OSINERG Vela por el cumplimiento de la LCE. Fiscalización: obligaciones de los concesionarios establecidas en la ley y reglamento. Prestación del servicio público de electricidad. Cumplimiento de las funciones de los Comités de Operación Económica del Sistema (COES). Supervisión de calidad y el suministro de energía. Determinación semestral de los porcentajes de participación de mercado de las empresas.
OSINERG - GART Fijación de tarifas de generación, transmisión y distribución de electricidad. Fijación de las condiciones de ajuste de las tarifas a cliente final Fijación de las tarifas de transporte y distribución de gas natural por ductos
INDECOPI Promoción de la competencia: Velar por el cumplimiento de la Ley Antimonopolio y Oligopolio.

Fuente : LCE, Reglamento y sus modificaciones.

### III.4 Mecanismos de Fijación de Tarifas

En principio, las reformas de los diferentes mercados eléctricos han reconocido que en la actividad de generación se puede dejar que las decisiones de inversión y precios se establezcan vía mecanismos de mercado. En teoría este mercado podría funcionar de una forma similar a un mercado competitivo, donde la oferta de generación se iría adecuando a la demanda en una bolsa de energía donde compiten todos los generadores, y algunos generadores o determinadas tecnologías saldrían del sistema mientras que otros ingresarían al sistema hasta llevar los precios a niveles adecuados (Borenstein; 1999).

Sin embargo, en un contexto donde no existen ingresos complementarios como el pago por capacidad, este esquema hace necesario que en determinados momentos

<sup>6</sup>. En Gallardo y Dávila (2002) se discuten los alcances y justificaciones de una política de fusiones horizontales en el sector eléctrico.

los precios sufran saltos (“*spikes*”), a fin de que los diferentes generadores puedan recuperar sus costos fijos. Estos saltos en los precios generan riesgos sobre los consumidores y son políticamente difíciles de manejar, por lo que suelen establecerse distintos mecanismos para amortiguarlos o reducirlos. Entre ellos se destaca la utilización de esquemas de remuneración de la capacidad, ya sea a través de cargos fijos, dependientes de las necesidades del sistema en cada momento, o través de un sistema de requerimientos de capacidad transados en un mercado de capacidad.

En el caso peruano, cuya reforma se basa en el modelo chileno de 1982, la desregulación de la actividad de generación ha sido relativamente conservadora y se basa, en parte, en el esquema de remuneración marginalista. Este esquema facilita la recuperación de costos y promueve la eficiencia productiva a través de la remuneración de la energía producida, tomando como referencia el costo variable de la última central que entra en producción, complementado con un pago fijo por capacidad basado en el costo de expansión de dicha capacidad, que viene a ser la anualidad de la inversión de la central marginal.<sup>7</sup> A su vez, la fijación de tarifas basada en costos marginales, da a los usuarios las señales adecuadas sobre los costos que sus consumos están causando al sistema.

En el Perú estos principios se aplican para la fijación de las tarifas en barra, que actualmente se calculan en mayo de cada año. Estas tarifas - que adicionalmente a los cargos por potencia y energía, incluyen además un cargo por transmisión principal - vienen a ser el precio máximo de venta de generadoras a distribuidoras para el mercado regulado. Debido a la volatilidad de los precios de la energía, se calculan como un promedio ponderado de los costos marginales de suministro esperados para los próximos 24 meses. Con este mismo criterio se calculan también los costos marginales de operación del sistema en el corto plazo, tarea realizada por el COES.

Las tarifas en barra están conformadas por la suma del precio básico de energía y potencia, que se determinan de forma separada, más el peaje de conexión al sistema principal que las generadoras recaudan mediante los contratos y luego transfieren a las transmisoras.

---

<sup>7</sup> La demostración de cómo bajo este esquema se minimizan los costos de inversión y operación, y las diferentes tecnologías alcanzan a cubrir todos sus costos se muestra en De la Cruz y García (2003) y en Dammert, Gallardo y García (2005).

### *Precio Básico de Energía*

El Precio Básico de Energía viene a ser aquel precio estable que permite que los generadores obtengan ingresos equivalentes a los que se habrían registrado de aplicarse los costos marginales mensuales, considerando la evolución esperada de la oferta y la demanda. La finalidad de este cálculo es reducir la volatilidad de los precios tanto para el generador como para el distribuidor, y por lo tanto a sus clientes finales, además de dar una señal de precios de mediano plazo contra la cual puedan analizar sus decisiones de inversión los potenciales inversionistas.<sup>8</sup>

Para determinar el costo marginal mensual, se utiliza un modelo de programación dinámica (PERSEO), en el cual se minimiza el costo de operación teniendo en cuenta no solamente los costos de las centrales térmicas sino también el costo de oportunidad del uso del agua. Se asume que el agua puede ser embalsada para usarla en el futuro, o ser utilizada en el presente, con el riesgo de que el costo de operación sea mayor en el futuro, debido a la necesidad de recurrir a las centrales térmicas. En un parque hidrotérmico como el peruano, el objetivo en cada período es minimizar la suma de los costos operativos inmediatos dados por las centrales térmicas, más el costo futuro del uso del agua. Este modelo debe respetar las restricciones técnicas del balance hídrico, los límites de transmisión y la capacidad de generación, y las leyes físicas que gobiernan los sistemas eléctricos.

El Modelo PERSEO realiza esta función obteniendo el despacho en cada barra del sistema y los costos marginales mensuales. Se utiliza programación dinámica para determinar la estrategia óptima de operación considerando la incertidumbre sobre el comportamiento de la hidrología, por lo que se consideran diferentes escenarios de hidrología basados en registros históricos de caudales naturalizados de los últimos 36 años.

La demanda del sistema es proyectada en base a un modelo econométrico que depende del PBI esperado, las tarifas y el crecimiento poblacional. Se utiliza la demanda al nivel de barras usando diagramas de carga mensual divididos en dos bloques horarios (punta y fuera de punta), calculándose los costos marginales para cada uno de estos dos bloques.

---

<sup>8</sup>. Una manera sencilla, aunque incompleta, de analizar las decisiones de inversión consiste en comparar los precios promedios del sistema con el costo medio de una central de generación, el cual dependerá a su vez del grado de utilización de la capacidad instalada o del despacho esperado de la central, lo cual se puede medir a través del "factor de planta" (ver Stoff, 2002, Capítulo 1-3).

Respecto al “Plan de Obras” (relación de centrales generadoras que entrarán a operar en los próximos 24 meses), los criterios básicos que se han usado para incorporar centrales fueron inicialmente las centrales consideradas en el Plan Referencial de Electricidad del MINEM, y luego las centrales con ingreso esperado al sistema, de acuerdo al grado de avance de las obras, el financiamiento y el compromiso de los operadores. Sin embargo, los criterios utilizados no han sido aceptados por consenso, lo que ha dado lugar a una serie de discusiones con el COES.

El precio en barra de energía se calcula como un costo promedio de abastecimiento, ponderando los costos con las demandas de energía mensuales proyectadas. Este valor se actualiza usando la tasa regulatoria de 12% real anual establecida en la Ley de Concesiones Eléctricas. La tarifa en barra se obtiene de encontrar el precio que iguale el valor presente de los ingresos y los costos en un horizonte de 24 meses:

$$\sum_{j=1}^{24} \frac{PB \cdot q_j}{(1+r)^j} = \sum_{i=1}^{24} \frac{Cmg_j \cdot q_j}{(1+r)^j} \Rightarrow PB = \frac{\sum_{j=1}^{24} \frac{Cmg_j \cdot q_j}{(1+r)^j}}{\sum_{j=1}^{24} \frac{q_j}{(1+r)^j}}$$

Adicionalmente, las recientes modificaciones introducidas en diciembre del 2004, han considerado pertinente que las tarifas incorporen también la evolución de la oferta y la demanda de los doce últimos meses, como un mecanismo que permita ajustar las tarifas a la evolución real del sector.

En el cálculo de las tarifas se utilizan los costos variables auditados de los generadores, que incluyen el costo variable del combustible y otros costos variables (asociado a los lubricantes y mantenimientos por hora de operación). Sin embargo, debe destacarse que las centrales a gas natural pueden declarar anualmente sus costos variables con un tope máximo para el precio del gas de Camisea, más el costo del transporte y distribución del gas en Lima (en aplicación al procedimiento 31 C del COES - SINAC).

#### *Precio Básico de Potencia*

El Precio Básico de Potencia corresponde al costo de instalación de la central que abastecerá la máxima demanda proyectada durante los próximos 2 años. En la actualidad éste corresponde a la anualidad de la inversión de una unidad turbogas de 114.22 MW (ISO - Diesel 2), incluidos sus costos de conexión más sus costos fijos de

operación y mantenimiento. El precio de potencia se obtiene de calcular un valor por MW-mes en base a la anualidad de estos costos, considerando una vida útil de 30 años para la conexión y de 20 años para el generador, considerando una tasa de actualización de 12%. Se considera que la central está ubicada en Lima (centro de carga) siendo la potencia efectiva el 94% de la potencia ISO.

A este costo se le suman otros componentes que resultan de aplicar los Factores de Indisponibilidad Fortuita de la unidad punta (FIF) y el Factor Margen de Reserva Firme Objetivo (FMRFO). En el primer caso se considera una Tasa de Indisponibilidad Fortuita (TIF) de 2.35%, y en el segundo un Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) de 19.5%. Luego de aplicar estos dos factores al precio de potencia (PP), se obtiene el precio básico de potencia (PBP). La idea es que de esta forma los generadores podrán recaudar en sus contratos el monto de dinero necesario para pagar la reserva del sistema.

$$PBP = PP * (1 + MRFO) * (1/1-TIF) = PP * FMRFO * FIF$$

Debe considerarse por último que la central marginal no necesariamente corresponde a una central del sistema, sino más bien a una central eficiente de acuerdo a consideraciones técnicas y económicas, que permitan identificar un costo razonable de expansión del sistema. Entre estas consideraciones están el tamaño (se considera como aproximación una capacidad efectiva equivalente al 3.5% de la máxima demanda del sistema) y la tecnología o modelo a utilizar, para lo cual se toma como referencia la información de la publicación “*Gas Turbine World Handbook*” del año vigente, la cual considera precios promedio del mercado. Los resultados de la regulación tarifaria de mayo del 2005 se resumen en el Cuadro N° 2, presentado a continuación:

**Cuadro N° 2: Fijación del Precio de Potencia**

<b>Rubro</b>	<b>Generador</b>	<b>Conexión</b>	<b>Personal</b>	<b>Otros</b>	<b>Total</b>
Costo Total (US\$ millones)	30,346	1,622			31,968
Costo Anual (US\$ millones)	4,063	0.201	0.462	0.945	5,671
Sin Factores de indisponibilidad y reserva - US\$ por MW- Año	37,250	1,850	4.240	8.670	52,000
Con Factores de indisponibilidad y reserva - US\$ por MW- Año	45,680	2,260	5.190	10.630	63,760

Fuente: Informe OSINERG-GART/DGT N° 020A-2005

En base a los precios de energía punta, fuera de punta, y al precio de potencia, se puede obtener el precio total de generación en US\$ por MWh (conocido como “precio monómico”). A este precio se le adiciona el peaje en MWh, y se obtienen las tarifas en barra<sup>9</sup> (ver Cuadro N° 3).

**Cuadro N° 3 Tarifas en Barra Mayo 2005 (US\$ por MWh)**

Precio Básico de Energía			Precio Básico de Potencia de Punta	Precio Monómico	Peaje de Conexión Principal	Precio en Barra
Punta	Fuera de Punta	Promedio				
38.40	27.50	29.67	8.77	38.44	8.18	46.62

Fuente: OSINERG.

Si se caracterizan los mecanismos de fijación de tarifas de energía y potencia respecto a los modelos de “*Peak Load Pricing*”, es posible apreciar que la aplicación de los principios marginalistas para obtener las tarifas, se realiza bajo los siguientes supuestos:

- i. Se asume que la magnitud de la demanda futura puede ser estimada. De hecho, se utiliza un modelo econométrico para realizar las proyecciones. No se considera que la demanda pueda tener un comportamiento estocástico.
- ii. Se modela el comportamiento estocástico de la oferta asociado a las variaciones en la hidrología.
- iii. Se toman como dato las capacidades instaladas de las centrales y se las remunera de forma independiente.
- iv. Los precios de la energía se calculan usando esta capacidad, lo cual supone que corresponden al óptimo.

### **III.5 Evolución del Diseño Institucional en el Sector Eléctrico Peruano**

Aun cuando todavía son necesarias una serie de mejoras, los organismos reguladores peruanos, incluyendo al OSINERG, actualmente operan en un marco legal que contempla las características deseables del diseño institucional destacadas en la sección anterior.<sup>10</sup> En el caso del sector eléctrico, uno de los componentes centrales

<sup>9</sup>. Tanto el precio de potencia como el peaje de transmisión están expresados normalmente en US\$ por KW-mes, por lo que es necesario expresarlos en energía dividiéndolos por las 720 horas del mes y por el factor de carga del sistema, en este caso de 80%.

<sup>10</sup>. En Gallardo y Pérez - Reyes (2005) se presenta un análisis del diseño institucional del OSINERG y se examina su historia institucional reciente.

de las reformas estructurales fue la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) en noviembre de 1992. Dicha Ley restringía la discrecionalidad de la agencia reguladora de tarifas, estableciendo para el efecto todo un conjunto de reglas y procedimientos de cálculo.

Durante los noventa se adoptaron una serie de normas con el propósito de “comprar credibilidad” frente a los inversionistas, buena parte de las cuales fueron incorporadas en la nueva Constitución. Entre ellas se destacan la libertad de empresa y la libertad de contratar, la libre competencia, la igualdad de trato para todas las actividades económicas y entre inversionistas nacionales y extranjeros, la libertad de suscribir convenios de estabilidad entre los inversionistas privados y el Estado, las garantías a la propiedad privada, y la posibilidad de someter las controversias que involucran al Estado a procesos de arbitraje nacional o internacional. La Constitución también consagró la figura de los contratos-ley, en virtud de los cuales “el Estado puede establecer garantías y otorgar seguridades”. Estos contratos “no pueden ser modificados legislativamente”. Con el mismo fin, se suscribieron diversos acuerdos internacionales de protección de la inversión extranjera y de resolución de conflictos vía arbitraje (MIGA, OPIC).

Es preciso destacar, sin embargo, que la promulgación de normas referidas a la autonomía de los reguladores y a la transparencia de la regulación es un proceso más reciente, que se inicia a fines del año 2000 con el régimen de transición a la democracia (Távora; 2006). En efecto, el marco normativo vigente durante la década de 1990 mostraba serias limitaciones, particularmente en lo que se refiere a los mecanismos de designación y remoción de los miembros de los Consejos Directivos de los reguladores (directores), así como a la ausencia de mecanismos de transparencia y rendición de cuentas. Los miembros de la Comisión de Tarifas de Energía - que tuvo a su cargo la regulación de las tarifas antes de su integración al OSINERG en 1998 - eran nombrados directamente por el Presidente de la República, mediante resolución refrendada por el Ministro de Energía y Minas y con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros. Las normas no establecían restricción alguna a su remoción, la cual podía tener lugar de manera arbitraria. De otro lado la Ley de creación del OSINERG, promulgada en junio de 1997, establecía como una de las causales de vacancia de los miembros del Consejo Directivo la “remoción del cargo”. En el reglamento de dicha Ley se precisaba, a su vez, que “la declaración de vacancia por remoción del cargo es facultad del Ministro de Energía y Minas”, sin hacer

referencia alguna a las causas de remoción y a principios de debido proceso.<sup>11</sup> Puesto en otros términos, los miembros de los Consejos Directivos estaban expuestos a presiones políticas y en esa medida resultaban vulnerables a la influencia de los grupos económicos, que frecuentemente se expresa a través de los actores políticos.

De otro lado, no se recurrió a la renovación escalonada y por partes de los miembros de los Consejos Directivos. El poder legislativo tampoco jugó rol alguno en los procesos de designación y remoción, lo cual se ha mantenido hasta la actualidad. Hasta 1998 la Comisión de Tarifas de Energía estuvo integrada también por dos representantes de las empresas. En 1998 se promulgó una Ley que modificó esta composición, removiendo a los representantes de las empresas. Desde esa fecha los integrantes de los cuerpos directivos de los reguladores representan exclusivamente al sector público.<sup>12</sup>

Otro aspecto que afecta la autonomía de los organismos reguladores es el acceso a los recursos presupuestales requeridos para financiar su funcionamiento. En el sector eléctrico, las normas establecen que las empresas concesionarias están obligadas a contribuir con aportes “que en ningún caso podrán ser superiores al uno por ciento (1%) de sus ventas anuales”. Considerando el notable crecimiento del sector durante los últimos años, la magnitud de estos aportes ha alcanzado niveles suficientes para financiar el funcionamiento de los organismos involucrados en la regulación. Como se señaló anteriormente, el OSINERG está sujeto al régimen laboral del sector privado y por ello, a diferencia de otros organismos públicos, puede ofrecer condiciones atractivas para reclutar y retener a profesionales calificados.

Al mismo tiempo, sin embargo, es oportuno precisar que desde de la década de 1990 y aún hasta la actualidad, los organismos reguladores no han podido disponer de todos los aportes de las empresas en la medida en que han estado sujetos al control presupuestal por parte del Ejecutivo, el cual ha venido dictando diversas normas de austeridad que limitan su funcionamiento.

De otro lado, durante la década de 1990 se avanzó muy poco en la adopción de normas de transparencia y rendición de cuentas. Algunos analistas han destacado la

---

<sup>11</sup>. D.S. N° 005-97-MEM, artículo 10.

<sup>12</sup>. En el caso de la CTE, dos de los cinco miembros eran elegidos a partir de ternas propuestas por los concesionarios de las empresas de distribución y de generación, respectivamente y, como se indicó, los otros tres eran nombrados directamente por el Presidente.

“cultura del secreto” que prevaleció durante esta década.<sup>13</sup> Es preciso reconocer, sin embargo, que por iniciativa propia algunos organismos como la Comisión de Tarifas de Energía empezaron a publicar sus proyectos de normas y reglamentos antes de su entrada en vigor, a fin de recibir comentarios, y a convocar a reuniones y audiencias públicas con el propósito de difundir la información relevante y promover una mayor participación de las empresas y los usuarios en los procesos de decisión. Lamentablemente, estas iniciativas no tuvieron como correlato la adopción de normas de transparencia de cumplimiento obligatorio.

Otro vacío destacado en el marco normativo vigente durante buena parte de los noventas, fue la ausencia de normas referidas al tránsito de funcionarios entre los organismos reguladores y las empresas reguladas. De hecho, se documentaron varios casos de funcionarios que, luego de renunciar a los reguladores, pasaban inmediatamente a trabajar en las empresas reguladas. Esta conducta fue tolerada durante buena parte de la década y, recién en 1999, se promulgó una norma que restringía este tránsito y establecía un período de un año, contado a partir de la fecha de renuncia o cese, durante el cual los funcionarios y directivos de estos organismos no podían trabajar para las empresas reguladas del sector.

Casi al finalizar la administración de Fujimori, en julio del 2000, se promulgó la Ley Marco de los Organismos Reguladores. Esta Ley no trajo consigo mayores cambios en lo que se refiere a la autonomía de los reguladores y a la transparencia de la regulación. Simplemente legalizó el status quo vigente y estableció normas uniformes para los cuatro organismos de regulación sectorial (energía, telecomunicaciones, infraestructura de transporte, agua y saneamiento) referidas a la composición de los Consejos Directivos y a la duración de los mandatos de sus miembros, entre otros aspectos.<sup>14</sup>

Posteriormente, en noviembre del 2000, la administración de Paniagua dio inicio a un proceso de cambios sustantivos en el marco normativo de la regulación. En marzo del 2001 se promulgó un decreto explícitamente dirigido a “fortalecer los actuales niveles

---

<sup>13</sup>. Puede consultarse al respecto el “Country Report on the National Integrity System” elaborado por el Grupo Apoyo para Transparency International, así como también el informe de la Iniciativa Nacional Anticorrupción y el Ministerio de Justicia (2001).

<sup>14</sup>. Dicha Ley establece que los miembros de los Consejos Directivos “podrán ser removidos mediante Resolución Suprema motivada, refrendada por el Presidente del Consejo de Ministros, por el Ministro de Economía y Finanzas, y por el Ministro del sector al que pertenece la actividad económica regulada”. Sin embargo, tampoco establece causales, restricciones y principios de debido proceso para la remoción de los directores.

de autonomía e independencia de los Organismos Reguladores” y a facilitar el “desarrollo de mecanismos que permitan ejercer una mejor fiscalización de su desempeño”.<sup>15</sup> Con esta norma se adoptó por primera vez el mecanismo de renovación escalonada de los miembros de los Consejos Directivos de los reguladores, de manera que una vez al año se renueva un miembro.<sup>16</sup> Asimismo, se establecieron restricciones a su remoción, la cual “sólo podrá producirse en casos de falta grave comprobada y fundamentada, previa investigación en la que se le otorga un plazo no menor de 10 días para presentar sus descargos”.

En términos de transparencia la norma obliga a los reguladores a “establecer mecanismos que permitan (i) el acceso de los ciudadanos a la información administrada o producida por ellos; y, (ii) la participación de los ciudadanos en el proceso de toma de decisiones y en la evaluación del desempeño de dichos organismos”. Al respecto se destaca la obligación de publicar los proyectos de normas y resoluciones con su exposición de motivos, la correspondencia con las empresas y los organismos del sector, y un informe sobre el logro de los objetivos.

Con la administración de Toledo, que asumió funciones en julio del 2001, las reformas en la regulación tomaron un nuevo impulso. En diciembre de ese mismo año se promulgó un decreto dirigido a “establecer mecanismos de transparencia adicionales” a los ya existentes, con el argumento de que “la aplicación de dichos mecanismos ayudará a dotar de una mayor legitimidad y predictibilidad a las decisiones de los Organismos Reguladores”. Entre ellos se destacan la obligación de los reguladores de aprobar y difundir los procedimientos de fijación de precios regulados, indicando la relación de los organismos competentes, la especificación de sus facultades, los plazos en que cada uno debe pronunciarse y los recursos que pueden interponer las empresas. La norma en cuestión también establece que “Las Empresas Prestadoras, los Usuarios y sus organizaciones representativas tienen el derecho a acceder a los informes, estudios, dictámenes o modelos económicos que sean el sustento de las Resoluciones que fijan precios regulados, salvo que esta información sea clasificada expresamente como confidencial por el Organismo Regulador, por afectar los

---

<sup>15</sup>. Decreto Supremo N° 032-PCM, promulgado el 28 de marzo del 2001.

<sup>16</sup>. A fin de implementar la renovación secuencial o escalonada, la norma estableció, por excepción, nuevos plazos para los mandatos de los miembros de los Consejos Directivos que se encontraban en funciones. Se fijó un plazo de un año para los Presidentes de los Consejos Directivos, contado desde la fecha de su nombramiento, lo cual en la práctica significó la remoción de los Presidentes que habían sido designados bajo la gestión del gobierno anterior. El gobierno de transición inició el proceso de selección de nuevos Presidentes mediante un concurso público, pero este proceso en realidad concluyó bajo la gestión del nuevo gobierno presidido por Alejandro Toledo.

intereses de alguna de las partes involucradas en el procedimiento”. En este caso, “la declaración de cierta información como “confidencial” deberá constar en una Resolución motivada del Consejo Directivo del Organismo Regulador”.

Asimismo, se reconoce expresamente el derecho de las empresas reguladas y de las organizaciones representativas de consumidores a “solicitar y obtener audiencias con los funcionarios de los Organismos Reguladores, a fin de intercambiar opiniones respecto del proceso de fijación de precios regulados”, y obliga a estos organismos a publicar en su página “web” una relación de las reuniones que hubieren celebrado. Finalmente, el decreto en cuestión establece que “Los Organismos Reguladores están obligados, con anterioridad a la publicación de la Resolución que fija precios regulados, a realizar una audiencia pública en la cual exponga los criterios, metodología, estudios, informes, modelos económicos o dictámenes que han servido de base para la fijación del precio regulado.” También se establece que Los funcionarios o servidores públicos de los Organismos Reguladores que incumplan con estas disposiciones, “serán sancionados por la comisión de una falta grave, pudiendo incluso ser denunciados penalmente por la comisión del delito de Abuso de Autoridad...”<sup>17</sup>

Por último, es oportuno destacar el contenido de una Ley más reciente que fortalece la autonomía de los reguladores. Esta Ley integra el contenido de una norma anterior, referida al principio del debido proceso en la remoción de los miembros de los Consejos Directivos de los organismos reguladores, y establece, además, que en estos casos de remoción “... el Presidente del Consejo de Ministros informará, dentro de los diez (10) días útiles, a la Comisión Permanente del Congreso de la República las razones que motivaron dicha decisión”.<sup>18</sup>

En síntesis, puede afirmarse que luego de varios años de reforma estructural, con las administraciones de Paniagua y Toledo, se implementaron reformas sustantivas en la regulación de los servicios públicos, en la dirección de fortalecer la autonomía de los reguladores y elevar la transparencia de la regulación. Es oportuno recordar también que el propósito de estas reformas, enunciado en la parte considerativa de las normas

---

<sup>17</sup>. A los pocos meses de su promulgación, las normas contenidas en este Decreto Supremo (D.S. N° 124-2001-PCM) fueron elevadas a rango de Ley, con la promulgación de la “Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas” en octubre del 2002 (Ley N° 27838).

<sup>18</sup>. Ley N° 28337, promulgada en agosto del 2004. Modifica la Ley marco de los organismos reguladores, promulgada en las postrimerías del gobierno de Fujimori, e incorpora en su integridad las normas contenidas en el D.S. N° 032-PCM, aprobado durante el Gobierno de Paniagua, perfeccionando algunas de ellas.

promulgadas, fue el de contribuir a “dotar de una mayor legitimidad y predictibilidad a las decisiones de los Organismos Reguladores”.

#### **IV. Análisis de Factores que Afectan la Inversión en Generación**

Como se comentó, existen distintos factores que pueden generar incertidumbre sobre los inversionistas, y por lo tanto incrementar el valor de esperar y postergar decisiones de inversión, además de otro tipo de decisiones como las asociadas a diferentes mecanismos de ejercicio de poder de mercado. En esta sección se discutirán algunos factores que pueden generar incertidumbre y que tienen una relación más directa con los aspectos institucionales y de diseño de mercado.

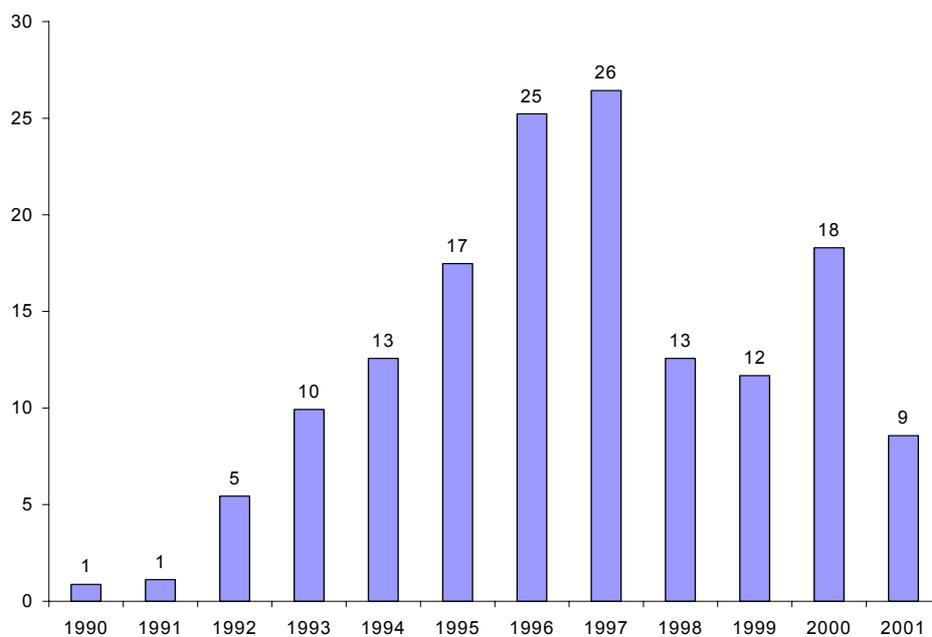
##### **IV.1. Contexto Macroeconómico y Percepción Regional**

Un aspecto crucial para crear condiciones favorables para la inversión está referido al contexto macroeconómico y a la percepción de los inversionistas sobre la situación regional. Este aspecto es relevante ya que luego de las reformas estructurales, específicamente a partir de 1997, ha disminuido la inversión en generación eléctrica en los países en desarrollo, luego de un período de expansión impulsado por las reformas, los compromisos de los procesos de privatización y las proyecciones sobre las tendencias del crecimiento económico en las diferentes regiones (ver Gráfico N° 1). En los últimos años se observa que existe un proceso de recomposición de portafolios en las economías desarrolladas que, al parecer, expresa el intento de reducir su exposición en economías en desarrollo, debido a crisis como la del mercado argentino. Este proceso hace necesario un esfuerzo por parte de los países de la región para diferenciarse y atraer inversiones. En la actualidad, este problema alcanzaría incluso a los países desarrollados ya que la banca internacional se mostraría menos dispuesta a financiar proyectos en el sector eléctrico luego de eventos como la crisis de California y la quiebra de ENRON (Roques, Newbery, y Nutall; 2004).

Paralelamente, debe tenerse en cuenta que incluso en empresas transnacionales que ya han realizado inversiones en el sector eléctrico en Latinoamérica, puede presentarse un problema de percepción regional que correlaciona percepciones más específicas de riesgo entre economías cercanas. Esta percepción regional se basa en la existencia de un posible contagio de las crisis de algunas economías, a otras de características similares. En este sentido, “*shocks*” como la crisis asiática o la crisis

rusa terminaron afectando la inversión regional, aún cuando sus efectos negativos se produjeron sólo en algunas de ellas.<sup>19</sup>

**Gráfico N° 1: Inversión Anual en Generación Eléctrica con Participación Privada en Países en Desarrollo (US\$ miles de millones)**



Fuente: Private Participation in Infrastructure: Trends in Developing Countries in 1990-2001 -Banco Mundial

Sin embargo, adicionalmente a los factores mencionados (condiciones macroeconómicas, riesgo país y percepción del riesgo regional, y política regional de inversiones), existe un factor más general que juega un rol determinante en la tendencia de las inversiones y del flujo de capitales a nivel mundial. Diferentes autores han mostrado que el flujo de capitales a regiones como Latinoamérica muestra una mayor volatilidad que el flujo de capitales a otras regiones y obedece, de manera significativa, a factores como la evolución de la tasa de interés mundial, las políticas macroeconómicas y la tasa de crecimiento de los países desarrollados, más que a las políticas propias de cada país.

En particular, en los años noventa el flujo de capitales a la región habría estado relacionado con la recesión que experimentaban los países industrializados y la

---

<sup>19</sup>. Un tema relacionado con este punto es la incidencia de determinadas prácticas de gobierno corporativo dentro de las empresas que invierten en países emergentes como los latinoamericanos. Algunos estudios recientes (Chong et al, 2003) muestran que en estos casos, las estructuras y conductas de gobierno corporativo realizan una función menos eficiente en reducir el impacto de "shocks" externos sobre el flujo de capitales dirigidos a la región.

disminución de la tasa de interés en Estados Unidos. Un segundo aspecto que ha tenido influencia sobre el flujo de capitales habría sido la liberalización financiera en los países desarrollados, que habría permitido una mayor diversificación de los portafolios de los diferentes inversionistas. Sin embargo, los problemas de regulación financiera, el efecto contagio derivado de las políticas macroeconómicas de los diferentes países y eventos como la crisis asiática, habrían generado una serie de cambios en la percepción de riesgo de los inversionistas y en el financiamiento de proyectos en países en desarrollo, haciendo que el flujo de capitales decline de forma drástica a partir de 1997 teniendo su más bajo nivel en el año 2000 (Griffith-Jones y Cailloux; 2000 y Griffith-Jones; 2002).

La necesidad de realizar un análisis del entorno global de las inversiones y la percepción del Perú a nivel internacional se acentúa teniendo en cuenta los incentivos negativos que tendrían los grupos económicos existentes en el país para invertir en centrales a gas natural en la medida que ello implicará una reducción de precios y por lo tanto de la rentabilidad de sus anteriores inversiones o costos hundidos ya incurridos. Esta práctica de postergar las inversiones es más factible si por condiciones de incertidumbre o restricciones institucionales, es difícil la entrada de nuevos operadores, lo cual es común en un país pequeño, débil institucionalmente y con un marco regulatorio poco conocido a nivel internacional.

#### **IV.2. Marco Institucional y Riesgo Regulatorio**

Desde la perspectiva adoptada en este trabajo, el análisis de la inversión en industrias que proveen servicios públicos requiere de la consideración de un elemento adicional referido a los problemas de oportunismo político. Más específicamente, los gobiernos pueden encontrar óptimo promover cierto tipo de inversión, comprometiéndose para ello a ciertas políticas públicas, especialmente en materia tarifaria, que dejan de ser óptimas una vez que se han realizado las inversiones dando lugar a “inconsistencias dinámicas”. Las posibilidades de oportunismo político son especialmente relevantes cuando la inversión tiene un componente significativo de costos hundidos, se produce en una industria de consumo masivo y existe un número reducido de empresas, tal como ocurre en industrias como las telecomunicaciones o la electricidad (Levy y Spiller; 1996).<sup>20</sup>

---

<sup>20</sup>. En Gallardo y Pérez - Reyes (2005) se realiza una discusión más amplia del diseño institucional, en particular de la autonomía del organismo regulador como una herramienta para ganar credibilidad y atraer inversiones.

Estudios empíricos recientes han encontrado evidencia acerca de la influencia que efectivamente tienen los problemas institucionales sobre la inversión en servicios públicos. Lamech y Saeed (2003) encuentran que estos problemas tienen una importancia de primer orden en la toma de decisiones de los inversionistas. Por su parte y utilizando una muestra de corte transversal de 86 países en desarrollo, Bergara, Henisz y Spiller (1997) analizan el impacto de diversos atributos del marco institucional y de la normatividad sectorial sobre la atracción de inversiones en el sector eléctrico. Como sugieren los resultados del estudio, el grado de independencia del poder judicial y el nivel de restricciones a la discrecionalidad del regulador, serían dos de los factores más importantes para atraer inversiones en el sector.

Estos resultados son consistentes con un estudio reciente realizado por Pargal (2003), donde se evalúa la importancia del marco regulatorio en la atracción de la inversión privada, utilizando información para el período 1980 - 1998 en los sectores de agua, energía, telecomunicaciones, ferrocarriles y carreteras en Latinoamérica. En este estudio se encuentra que el factor institucional más importante en la determinación de los volúmenes de inversión privada es el cambio legislativo orientado a liberalizar el régimen de inversión. Los resultados también revelan que las acciones orientadas a elevar el nivel de certidumbre regulatoria y a minimizar la percepción de expropiación a través del establecimiento de organismos reguladores independientes, juegan un rol crítico en la determinación de los flujos de inversión. Por último, el estudio encuentra una relación de sustitución entre la inversión privada y la inversión pública, lo cual es consistente con la hipótesis de que la inversión pública es la solución por “*default*” al problema de credibilidad.

Por su parte, Chisari y Rodríguez-Pardina (1998) analizan el efecto que tienen los mecanismos de privatización y los sistemas de regulación, con sus diferentes combinaciones de riesgos e incentivos, sobre el comportamiento de las inversiones de las empresas reguladas. De acuerdo a Spiller y Guasch (1999) se requieren de tres elementos complementarios para resolver el problema de credibilidad y estabilidad regulatoria: (i) los mecanismos que limitan la discrecionalidad del regulador, (ii) los mecanismos que limitan al ejecutivo a cambiar el marco regulatorio, y (iii) los mecanismos que implementan dichas restricciones. En la práctica, estos mecanismos llevan a la constitución de reguladores con autonomía económica y técnica que a su vez operan con una discrecionalidad restringida, gracias al establecimiento de un marco legal que especifica adecuadamente sus funciones e incluso los procedimientos

tarifarios. En otros casos, los propios contratos adquieren el estatus de contratos ley e incluyen el sistema tarifario.

Entre los factores que afectan la autonomía de los reguladores, la literatura especializada destaca la importancia de que cuenten con un mandato legal específico, que defina con claridad sus facultades y atribuciones. Los miembros de sus Consejos Directivos deben ser designados por un período de duración determinada, durante el cual no podrán ser removidos de manera arbitraria sino solamente en casos de falta grave y respetando las normas del debido proceso. También es recomendable la renovación escalonada y por partes de estos Consejos, evitando que coincida con el ciclo político electoral. Esto facilita una composición más plural y permite neutralizar las presiones gubernamentales. De otro lado, es preciso que dispongan de financiamiento independiente (generalmente a partir de un porcentaje de los ingresos de las empresas reguladas) y de los recursos suficientes para contratar y formar personal calificado. Asimismo, los reguladores deben tener la autoridad y las atribuciones necesarias para solicitar y obtener, de grado o fuerza, toda la información necesaria de las empresas reguladas, con el fin de tomar decisiones acertadas (Smith; 1997).

En el caso de los riesgos asociados a la incertidumbre política, los inversionistas en mercados emergentes son muy sensibles a temas relacionados con la resolución de conflictos vía mecanismos administrativos y judiciales, así como a la promulgación de normas sin sustento regulatorio y/o legalmente cuestionables. En economías en desarrollo estos aspectos sugieren la relevancia de los esfuerzos macroeconómicos destinados a reducir la probabilidad de desequilibrios que motiven necesidades de cambios en las reglas de juego. Al mismo tiempo, la suscripción de contratos de estabilidad y la utilización de mecanismos alternativos de resolución de conflictos como el arbitraje, permiten ganar credibilidad y atraer inversiones. Algunos de estos problemas también pueden tener su origen en el grado de discrecionalidad que tienen los organismos reguladores para aplicar las normas, lo cual, unido a un diseño que no otorgue suficiente autonomía a estos organismos, puede desincentivar o incrementar la percepción de riesgo regulatorio por parte de los inversionistas.

Es oportuno precisar al respecto que el riesgo regulatorio no depende sólo ni necesariamente de la conducta oportunista de los reguladores - que responden a su propia agenda o a los intereses y motivaciones de quienes los supervisan, tanto en el Legislativo como en el Ejecutivo - sino que muchas veces se genera por las propias

limitaciones del marco regulatorio. Es decir, el propio esquema de regulación puede crear incertidumbre y en esa medida desincentivar la inversión. Un ejemplo es proporcionado por Ishii y Yan (2004), quienes muestran cómo la incertidumbre asociada a la reestructuración del marco regulatorio de la generación eléctrica norteamericana, creó un valor bastante sustancial a la opción de postergar las inversiones en el período 1996 - 2000. En este contexto, las empresas postergaron sus inversiones buscando obtener mayor información, lo cual posteriormente influyó en la crisis energética de California, precipitada por las condiciones climáticas especiales del verano del año 2000.

Según Guasch (2002), el incremento del riesgo regulatorio genera: i) un incremento del costo de capital entre 2 y 7 puntos porcentuales, ii) una reducción del precio de venta en un proceso privatización del orden del 35%, o el incremento de tarifas en una magnitud que puede llegar al 25% (si el incremento en el costo de capital es de 5 puntos), iii) una reducción de la inversión privada entre 15% y 30%, y iv) un incremento en la probabilidad de renegociación de 40%. Otros estudios como el de Burns y Reichman (2004) también muestran cómo diferentes mecanismos regulatorios, particularmente aquellos basados en incentivos como el uso de precios tope o "*price caps*", si bien pueden inducir a mayores eficiencias, generan al aplicarse una mayor percepción de riesgo y tienen efectos negativos sobre la dinámica de las inversiones.<sup>21</sup>

Un marco institucional adecuado, entendido como el conjunto de mecanismos formales e informales que disminuyen el oportunismo de los individuos en una sociedad, favorece la inversión al reducir el riesgo de expropiación y la incertidumbre sobre el retorno de las inversiones, la cual tal como lo demuestran diferentes estudios, puede generar un "valor de esperar" y por lo tanto postergar la realización de inversiones con la finalidad de ganar información sobre los posibles escenarios futuros conforme se va resolviendo la incertidumbre (Olmsted Teisberg; 2000).

Los organismos reguladores frecuentemente soportan continuas presiones de diferentes grupos de interés como el poder legislativo y las empresas, las cuales se traducen en una serie de iniciativas que pueden comprometer su autonomía. En contraste con lo que ocurre con el manejo macroeconómico, el fortalecimiento institucional de estos organismos es un proceso que tiene lugar en un horizonte de

---

<sup>21</sup>. Strong, Guasch y Benavides (2002) indican que de una base de contratos de infraestructura a nivel latinoamericano sólo el 30% de los contratos sujetos a un régimen de precios regulado por tasa de retorno fueron renegociados versus un 77% en el caso de los sujetos a "*price caps*".

plazos más largos. Por su parte, las empresas generadoras de energía también están sujetas a diferentes niveles de riesgo regulatorio, dependiendo, por un lado, del entorno político e institucional vigentes, particularmente de la actuación del organismo regulador y, por el otro, de la magnitud en que las decisiones regulatorias afecten su desempeño.

El marco institucional de un país determinará la percepción de riesgo de expropiación por parte de los inversionistas. Un país con baja dotación institucional y problemas de credibilidad, tendrá que crear mecanismos adecuados para “comprar credibilidad” y elevar el costo de las decisiones oportunistas. Uno de estos mecanismos es el diseño de organismos reguladores con autonomía económica, mecanismos transparentes de nombramiento y remoción de directores, entre otras medidas.

El grado en que las decisiones del regulador pueden afectar las decisiones de las empresas, dependerá del nivel de regulación de la actividad en cuestión en aspectos tarifarios y de calidad, así como del margen de discrecionalidad con el que cuente el organismo. En particular, los monopolios naturales y las actividades que ocasionen externalidades de magnitud significativa, estarán sujetos a las decisiones del regulador en mayor medida que las actividades donde las fuerzas del mercado tienen un rol más activo. En este sentido, actividades potencialmente competitivas como la generación deberían estar sujetas a menores riesgos regulatorios. Sin embargo, ello dependerá del diseño de mercado y del marco regulatorio de cada país.

Al respecto, tanto el marco regulatorio chileno como el peruano involucran un alto nivel de intervención administrativa por parte del regulador en la fijación de precios, en comparación con otros esquemas donde los mecanismos de mercado tienen un rol más importante y donde la intervención estatal opera a través de mecanismos menos directos, como por ejemplo la imposición de topes en las ofertas de las bolsas, a fin de reducir el abuso del poder de mercado, o la intervención ex post vía la agencia de promoción de la competencia. Sin embargo, estas opciones no siempre son compatibles con la institucionalidad que sostiene las decisiones de políticas en países como el Perú, debido a lo cual es necesario analizar su viabilidad con mayor detalle.

Por último, existen otros factores de riesgo que pueden afectar las inversiones, tales como la percepción de las reformas y del proceso de privatización por parte de la opinión pública (Gallardo; 2004), los cuales dan lugar a problemas potenciales de sostenibilidad de las reformas y, de otro lado, explican porqué conductas oportunistas

de algunos líderes políticos pueden encontrar respaldo en la opinión pública. Si bien este problema de percepción de la participación privada tiene varias explicaciones, como el aumento en las tarifas que frecuentemente acompaña los procesos de privatización, también obedece a problemas de diseño de las reformas.

### **IV.3. Señales de Precios e Inversión**

En diseños de mercado como el peruano, las decisiones de entrada están básicamente condicionadas por la eficiencia relativa de las diferentes tecnologías en cuanto a costos de inversión y costos variables en el despacho, y no tanto por las políticas comerciales que puedan implementarse en diferentes mercados. En estos modelos, que se pueden denominar “marginalistas”, los precios son calculados de forma administrativa en base a costos variables, lo que genera una permanente discusión dada la ausencia de metodologías objetivas que permitan predecir, con cierto nivel de consenso, la entrada de nuevos proyectos mineros (demanda) y obras de generación (oferta).

Al respecto existen propuestas orientadas a evitar las crecientes controversias mediante la proyección de la oferta futura a partir de un plan de obras eficiente (de mínimo costo), el cual es estimado por el regulador de acuerdo a criterios de planificación de inversiones y sostenibilidad financiera. Sin embargo esta propuesta está sujeta a una serie de problemas, entre los cuales pueden mencionarse:

- i) La complejidad metodológica que plantean los cálculos requeridos, considerando los problemas de información sobre los proyectos de generación factibles, y sus costos de inversión y operación, en particular para el caso de proyectos hidráulicos,
- ii) La relación entre aspectos superpuestos como la entrada eficiente y la influencia de las señales de precios para fomentar las inversiones, más allá de la entrada de las centrales que han pasado por un proceso de conversión tecnológica para utilizar el gas de Camisea,
- iii) Las discusiones que se pueden generar de no realizarse las inversiones calculadas, ya que los generadores establecidos verían reducidas sus tarifas en base a cálculos teóricos cuya inverosimilitud se puede hacer evidente en el tiempo; y,
- iv) La dificultad para modelar la entrada de centrales considerando factores diferentes al criterio del valor presente, ya que la entrada finalmente depende de

una serie de decisiones estratégicas, de manera que puede ser preciso considerar diferentes períodos de maduración.

También se han discutido otras medidas, como la adopción de un procedimiento para la fijación del precio básico de potencia, que otorgue una mayor predictibilidad sobre los ingresos de las empresas y al mismo tiempo permita establecer criterios más objetivos para la incorporación de proyectos tanto en la oferta de generación, como también en la demanda de grandes usuarios.

Esta discusión está relacionada con una problemática más amplia referida al funcionamiento del esquema de fijación de precios en barra, actualmente vigente, como señal de precios para la inversión. Las tarifas en barra tienen la ventaja de suavizar la volatilidad de los precios “spot” ante la ausencia de otros instrumentos financieros,<sup>22</sup> pero al mismo tiempo pueden distorsionar las señales de demanda y de escasez relativa, las cuales tienen una importancia fundamental como mecanismo de atracción de inversiones eficientes.<sup>23</sup> En ausencia de este mecanismo, pueden presentarse rezagos más largos en el proceso de inversión, los cuales pueden comprometer la confiabilidad del sistema (Skantze e Ilic; 2001 y Visudhiphan, Stantze e Ilic; 2001).

Para mejorar las señales sobre la rentabilidad de las inversiones futuras, que actualmente dependen demasiado de un cálculo administrado de las tarifas en barra, se plantean tres tipos de medidas:

- i) Establecimiento de un mecanismo más transparente de formación de precios “spot” y precios en barra, con procedimientos que permitan utilizar criterios objetivos en la mayor medida posible,
- ii) La creación de mercados de futuros que permitan un mejor manejo de los riesgos precio y cantidad, la operación sostenible de las firmas y la promoción de la competencia. Los instrumentos financieros y la firma de contratos de largo

---

<sup>22</sup>. En la actualidad no existe propiamente un sistema de precios futuros formados en el mercado, salvo los calculados administrativamente por el regulador. Estos precios, de corto y mediano plazo deberían permitir que se refleje la escasez en el tiempo y deberían funcionar como señal para la inversión de forma que los períodos de escasez se relacionen fundamentalmente con eventos no previstos. Los precios del mercado libre han estado muy marcados por la tendencia de los precios en barra, por lo que no se pueden considerar como una señal adecuada.

<sup>23</sup>. Debe recordarse que la lógica marginalista indica que cuando se tiene acceso a una nueva tecnología con costos eficientes, como el gas natural, el proceso de formación de precios debería inducir a que ésta tenga una mayor participación en la combinación de tecnologías eficientes. A su vez, este mecanismo supone que el proceso de formación de los precios spot refleje la operación eficiente del sistema.

plazo, facilitarían la entrada de nuevos operadores y tecnologías que en el pasado han requerido una activa participación estatal, como ha sido el caso del proyecto de Camisea, y

- iii) La migración paulatina desde un sistema de retribución de la capacidad basado en los criterios marginalistas, hacia un sistema de requerimientos de capacidad, donde las distribuidoras contraten su máxima demanda más un margen de reserva con penalidades por incumplimiento. Luego, a mediano plazo, debe contemplarse una nueva migración hacia un sistema de opciones de compra de capacidad, una vez que los precios “*spot*” superen niveles predeterminados. Estas modificaciones permitirán un mayor nivel de confiabilidad, y sobre todo, la generación de señales de mercado para la adecuación de la capacidad de generación, la cual variará de acuerdo a la escasez relativa existente.<sup>24</sup>

Es preciso advertir, sin embargo, que si bien el esquema tarifario debe generar las señales correctas para que las inversiones eficientes tengan un lugar en el abastecimiento de electricidad, en un esquema descentralizado, dichas señales solamente facilitan la inversión, pero no necesariamente garantizan que ella tenga lugar. En efecto, como se indicó anteriormente, la inversión también depende de otras condiciones, incluyendo la incertidumbre generada por factores macroeconómicos, institucionales y regulatorios.

#### **IV.4. Diseño de Mercado y Riesgos Comerciales**

Los inversionistas también evalúan otros riesgos comerciales asociados a la operación del negocio y a la posibilidad de enfrentarlos, que a su vez depende del diseño de mercado y del marco regulatorio vigente. En efecto, los riesgos son distintos en un esquema de “pool obligatorio”, donde todos los generadores están sujetos al operador del sistema y sus despachos dependen de sus costos o sus ofertas en los mercados de corto plazo, independientemente de sus contratos de mediano plazo, que en un esquema de “contratos bilaterales”, donde las decisiones de producción de los generadores pueden depender más directamente de sus compromisos contractuales. El diseño de mercado peruano corresponde al primer caso.

---

<sup>24</sup>. En el estudio de Spiller, Oren, et al (2004) se presentan las propuestas detalladas realizadas por los consultores para la reforma del marco regulatorio incluyendo aquellas que suponen modificaciones menores del marco regulatorio y las que implicarían cambios mayores al diseño de mercado.

Al respecto, en un primer análisis el riesgo hidrológico, que afecta los costos marginales del sistema y el despacho de las centrales, tiene un impacto sobre los generadores que han asumido obligaciones contractuales por un porcentaje alto de su capacidad, pues ellos tendrán que seguir vendiendo a tarifas en barra, las cuales han sido calculadas en base a la hidrología promedio y, de otro lado, comprando en el mercado “*spot*”. En este sentido, es necesario evaluar la conveniencia de que los generadores manejen el riesgo asociado a variaciones en las cantidades, no sólo decidiendo cuánto de su potencia contratar, sino también mediante algún mecanismo que les permita compartir este riesgo con los agentes que compran energía.

A su vez, debe analizarse si la suscripción de contratos a precios en barra, que funcionan como “contratos por diferencias”, constituye un mecanismo suficientemente efectivo para el manejo de los riesgos sobre precios y cantidades asociados a la hidrología, cambios en el precio de los combustibles, problemas de congestión y otros factores, o si además se requiere de otros instrumentos financieros (incluyendo opciones o derechos financieros de transmisión). Es oportuno precisar que la lógica de los “contratos por diferencias” es generar un mecanismo de auto-aseguramiento de las partes (generador y comprador), el cual elimina la exposición a la volatilidad del precio “*spot*” para ambos agentes, siempre y cuando el precio del contrato a futuro - en este caso correspondiente al precio en barra vigente - sea un buen referente de los precios “*spot*” esperados. Por ello es importante analizar los problemas que han venido experimentando las distribuidoras para conseguir contratos, y su potencial relación con la pérdida de credibilidad en las tarifas en barra como señal de escasez.

Sin embargo, el entrampamiento existente también podría atribuirse a la conducta oportunista de algunos generadores, los cuales no veían conveniente renovar contratos a precios estabilizados durante un año seco, dado que dichos precios estaban muy divorciados de los costos reales de abastecimiento de corto plazo.

De acuerdo a la OECD - EIA (2003), las crisis recientes que han enfrentado algunos sistemas eléctricos, han sido provocadas por diferentes tipos de “*shocks*” de oferta y por un crecimiento de la demanda mayor al esperado, y también por las dificultades para atraer inversiones en nueva capacidad, asociadas a un incremento de la

percepción de riesgo en el financiamiento de inversiones en generación, entre otros factores (ver Cuadro N° 4).<sup>25</sup>

**Cuadro N° 4: Experiencias de Crisis de Precios en Mercados Eléctricos**

Jurisdicción	Causas de la Crisis de Precios	Duración	Respuesta del Gobierno	Resultados
Canadá (Alberta)	Altos precios del petróleo, altos precios de la electricidad en mercados aledaños.	01/2001 - 03/2001	Alto precio tope de venta, devoluciones.	Precios de mercado mucho menores que los tope. Capacidad nueva entrando al mercado.
Nueva Zelandia	Limitada oferta de energía debido a poca lluvia y preocupación sobre la disponibilidad de combustibles térmicos.	04/2001 - 07/2001	Campaña del Gobierno para ahorrar electricidad.	6-10% de ahorro en la demanda. Pasos para improvisar transparencia de mercado, respuesta de la demanda y mercados financieros.
Australia (Sur de Australia)	Capacidad limitada debido a rápido crecimiento.	01/2002 - 03/2002	Se dejó responder al mercado (pero se retrasó la liberalización de ventas).	Rápida aparición de nueva capacidad en respuesta a los altos precios.
Nord Pool (Noruega)	Limitada oferta de energía debido a poca lluvia/frío invierno.	12/2002 - 03/2003	Se dejó responder al mercado.	Grandes importaciones, respuesta significativa de la demanda.
Canadá (Ontario)	Crecimiento de demanda, retraso en inversión en capacidad.	07/2002 - 07/2003	Bajo precio tope de venta, devoluciones. Gobierno invirtió en plantas pico.	Precios de venta altos, no se anunció nueva inversión privada.
Nueva Zelandia	Limitada oferta de energía debido a poca lluvia y preocupación sobre la disponibilidad de combustibles térmicos.	04/2003 - 06/2003	Reducción de la demanda, comisión para adquirir capacidad de generación para años secos.	Se evitó la crisis por los ahorros y el incremento de la lluvia.

Fuente: EIA - OECD (2003).

## V. Impacto de Factores que Afectan la Inversión

### V.1 El Costo del Capital y su Interrelación con Otros Factores de Oferta

#### **Marco Teórico**

La incidencia de los diferentes factores que incrementan el riesgo sobre las inversiones, a través de una mayor volatilidad del flujo de caja de las empresas, se puede analizar teniendo en cuenta su efecto sobre el costo ponderado del capital o WACC,<sup>26</sup> con el cual los inversionistas descuentan sus proyectos y valorizan sus

<sup>25</sup>. En las crisis de California y Chile estas causas se combinaron con problemas en el diseño de mercado y rigideces en el sistema de precios, tal como se analizará con mayor detalle en las siguientes secciones.

<sup>26</sup>. El Costo Ponderado del Capital o "Weighted Average Cost of Capital" (WACC) se define como:  $WACC = (D/(D+E))(1-t)r_D + (E/(D+E))r_E$ , donde D: financiamiento externo vía deuda de largo plazo, E: financiamiento vía capital propio o patrimonio (equity), t: tasa impositiva, r: tasa de interés.

inversiones. Estos efectos pueden transmitirse a través de tres mecanismos diferentes. En efecto, las distintas variables pueden afectar el costo del capital propio, el cual incluirá el riesgo país en las inversiones en países emergentes, el costo de la deuda e incluso el nivel de endeudamiento, como es el caso cuando se contrae la disponibilidad de financiamiento en la banca internacional. Esta contracción puede estar asociada a la mayor percepción de riesgo de las inversiones en el sector eléctrico, derivada de eventos como la quiebra de ENRON y la crisis de California, entre otros (Roques, Newbery, y Nutall; 2004).

En cuanto al costo de oportunidad del capital propio, un componente importante en los países emergentes, que usualmente se adiciona al costo del capital estimado en base al modelo CAPM ("*Capital Asset Pricing Model*"), es el riesgo país. Este indicador incluye todos aquellos riesgos no diversificables derivados de la inversión en un país, como la estabilidad macroeconómica, el riesgo asociado a la volatilidad del tipo de cambio y el riesgo de expropiación, entre otros.

En ese sentido, la evolución reciente de la economía peruana sugiere que los riesgos macroeconómicos se han reducido, debido a una sana política fiscal y monetaria, siendo el Perú uno de los pocos países latinoamericanos que ha logrado mantener un crecimiento económico sostenido entre 1999 y el 2004, alcanzando una tasa promedio de 3% en dicho período. Asimismo, la tasa de inflación se ha venido reduciendo paulatinamente hasta llegar a los niveles de países desarrollados, fluctuando en un promedio de 1.5% en los tres últimos años.<sup>27</sup> Todo ello se ha traducido en una reducción del indicador de riesgo país (EMBI),<sup>28</sup> el cual ha llegado a ubicarse en un mínimo cercano a los 200 puntos promedio en el año 2004. Este nivel es bastante menor a los 429 puntos promedio del año 2003.

Otro factor que parece haber afectado el flujo de inversiones hacia los países en desarrollo, ha sido el incremento de los riesgos generado luego de la crisis asiática, lo cual ha elevado el costo de oportunidad del capital requerido para financiar las inversiones en estos países. Un estudio realizado por Estache y Pinglo (2004) compara la rentabilidad obtenida por 120 compañías de electricidad, agua y

---

<sup>27</sup>. Asimismo, varios indicadores macroeconómicos muestran que el Perú ha alcanzado un nivel aceptable de estabilidad macroeconómica. Así, un nivel de reservas internacionales record, que superó los US\$ 12,600 millones en el 2004, un déficit fiscal controlado, que alcanzó un 1.1% en el mismo año y un adecuado manejo de la deuda externa, indican una baja probabilidad de devaluaciones drásticas.

<sup>28</sup>. Diferencial del rendimiento de los índices de bonos de la deuda del Perú versus el rendimiento de los bonos del tesoro de Estados Unidos de plazos comparables.

saneamiento, ferrocarriles y puertos para 31 países, con el costo del capital y el costo del capital propio. Como resultado se aprecia que las naciones medianas - pequeñas han logrado reponer sus niveles de rentabilidad, mientras que las de mayor tamaño han visto deterioradas su situación desde la crisis, destacando Asia y América Latina. Sin embargo, estos retornos, en particular los retornos del capital propio, estarían en niveles menores al costo del capital.

En los modelos convencionales de inversiones, un incremento en el costo del capital tendrá como primera consecuencia que un determinado número de proyectos inicialmente rentables (a un costo del capital menor) deje de serlo, y por lo tanto se reduce el flujo de inversiones. En el caso específico de la generación eléctrica, la volatilidad de precios en mercados que operan en condiciones de competencia, discriminaría contra las tecnologías más intensivas en capital. Este parece ser el caso de Inglaterra, donde las centrales nucleares y las basadas en recursos renovables tienen una mayor exposición, y enfrentan mayores dificultades para recuperar sus costos fijos (Grimston; 2005). Ello se traduciría en un incremento en el costo de capital, derivado de la percepción de riesgo y la menor capacidad de asumir obligaciones vía endeudamiento, lo que tendría el efecto de hacer más atractivas las tecnologías menos intensivas en capital.

Por su parte, los diferentes mecanismos regulatorios también tienen un impacto sobre la percepción de riesgo de los inversionistas y por lo tanto sobre el costo del capital. Más específicamente, los mecanismos basados en incentivos son los que con mayor frecuencia habrían generado estos problemas en el ámbito internacional. En el caso particular de la generación eléctrica, el grado de discrecionalidad del regulador y la posibilidad de modificación de las reglas del mercado, también se traducirán en un incremento del costo del capital.

Una situación de este tipo se habría apreciado en Inglaterra cuando, con la finalidad de elevar la flexibilidad del diseño de mercado, se migró de un "pool obligatorio", caracterizado por un diseño rígido que no permitía una mayor participación de la demanda, a un sistema basado en contratos bilaterales (denominado "*New Electricity Trading Arrangements*", NETA), que se caracteriza por mostrar mayor flexibilidad a los cambios y descentralización del tipo de transacciones. En este caso la migración habría elevado la percepción de riesgo y afectado a las inversiones, no sólo por la mayor volatilidad de los precios en el mercado de balance en tiempo real, sino por el cambio continuo en las reglas de juego, ya que sólo durante los dos primeros años

posteriores a la transición se realizaron 146 modificaciones a los mecanismos de balance y cierre del mercado (Roques, Newbery y Nutall; 2004).

La inexistencia de mecanismos de cobertura contra este tipo de riesgos, generados por las modificaciones de las reglas de juego, incrementa el costo de capital de los inversionistas. Una forma de reducir el impacto de estas decisiones que, en principio, permiten una mayor eficiencia, es el reconocimiento de que el cambio en las reglas de juego genera “*stranded costs*” en las empresas, es decir que algunos costos razonablemente incurridos en el entorno anterior, es decir antes del cambio en las reglas de juego, no son recuperables bajo el nuevo diseño de mercado.<sup>29</sup>

### **Metodología de Simulación**

Dadas las características del diseño de mercado peruano, y la lógica del modelo marginalista, se pueden realizar diferentes análisis de sensibilidad sobre la inversión y el equilibrio de largo plazo del mercado eléctrico, el cual se puede caracterizar en términos de una combinación determinada de tecnologías, es decir, una proporción de capacidad instalada óptima por tipo de central y un precio promedio de generación. Puesto en otros términos, el sistema de precios basados en costos marginales de suministro, que incluyen un cargo por energía y un cargo por potencia basado en el costo de expansión del sistema, haría que las decisiones descentralizadas de inversión lleven a un equilibrio de largo plazo similar al que se lograría con un planificador benevolente que toma decisiones óptimas.

Este parque de generación se ha obtenido con la misma metodología utilizada en los ejercicios de simulación del impacto de los costos de inversión y los precios de los combustibles, realizados por Gallardo, García y Pérez-Reyes (2005) y resulta de minimizar el costo total de provisión del servicio, considerando los costos fijos y variables de las diferentes tecnologías disponibles.

El objetivo consiste en encontrar el tiempo que debe operar cada tecnología y los niveles de capacidad a instalar. Uno de los supuestos del ejercicio, es que el planificador podrá configurar el parque generador óptimo sin restricciones de

---

<sup>29</sup> . Los “*Stranded Costs*” o costos de transición a la competencia (también denominados “costos varados”) corresponden a la diferencia entre el valor de mercado de una compañía eléctrica en el nuevo régimen de competencia, estimado en base al valor presente de sus flujos de caja, y el valor de sus activos de acuerdo al régimen regulatorio vigente.

capacidad, es decir, instalará la potencia requerida con cada tipo de tecnología. En términos formales el problema de optimización a resolver es el siguiente:

$$\text{Min } \left\{ \sum_{i=1}^{i=T} b_i \times E_i + \sum_{i=1}^{i=T} \beta_i \times Y_i \right\}$$

$$\{Y_i, t_i\}$$

*sujeto a:*

$$\sum_{i=1}^T Y_i = D_{\text{max}}$$

Donde:

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

$Y_i$ : Es la potencia que suministra al sistema la unidad  $i$ .

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

Para un período de planificación de un año, el costo variable ( $b_i$ ) corresponde usualmente al costo de producción de un MWh, mientras que el costo de inversión ( $\beta_i$ ) corresponde al pago anual que debería recibir cada MW instalado de la central, considerando el período de vida útil de la misma y descontando el costo de oportunidad del capital, más los costos fijos de operación y mantenimiento.

En esta oportunidad lo que se busca es analizar el impacto de los cambios en el costo de capital, considerando que este es el mecanismo a través del cual se transmiten los efectos del riesgo regulatorio y de los problemas en el diseño de mercado. Un incremento del costo del capital elevará el valor anual requerido para la recuperación de los costos fijos de las centrales, los cuales se pueden expresar de la siguiente forma:

$$\text{Costo Fijo Anual} = \text{Anualidad de la Inversión} + \text{Costo Fijo de Operación y Mantenimiento}$$

En esta ecuación, el costo de operación y mantenimiento se puede expresar como un porcentaje del costo de la inversión ( $c$ ), que varía entre 1% y 5% dependiendo del tipo de tecnología, por lo que formalmente se reduce a lo siguiente:

$$\beta = \left( \frac{r}{1 - \frac{1}{(1+r)^n}} \right) I + cI$$

Se puede ver que una modificación del costo del capital incrementará el valor de  $\beta$  y, por tanto, los umbrales óptimos de cambio de tecnologías, haciendo que las tecnologías menos intensivas en capital resulten más atractivas en la configuración del parque generador óptimo. Debe recordarse que el umbral óptimo de cambio se obtiene al igualar los costos totales obtenidos con cada tecnología, para un número determinado de horas de operación:

$$\beta_i + b_i t = \beta_{i+1} + b_{i+1} t \rightarrow t = \frac{\beta_i - \beta_{i+1}}{b_{i+1} - b_i}$$

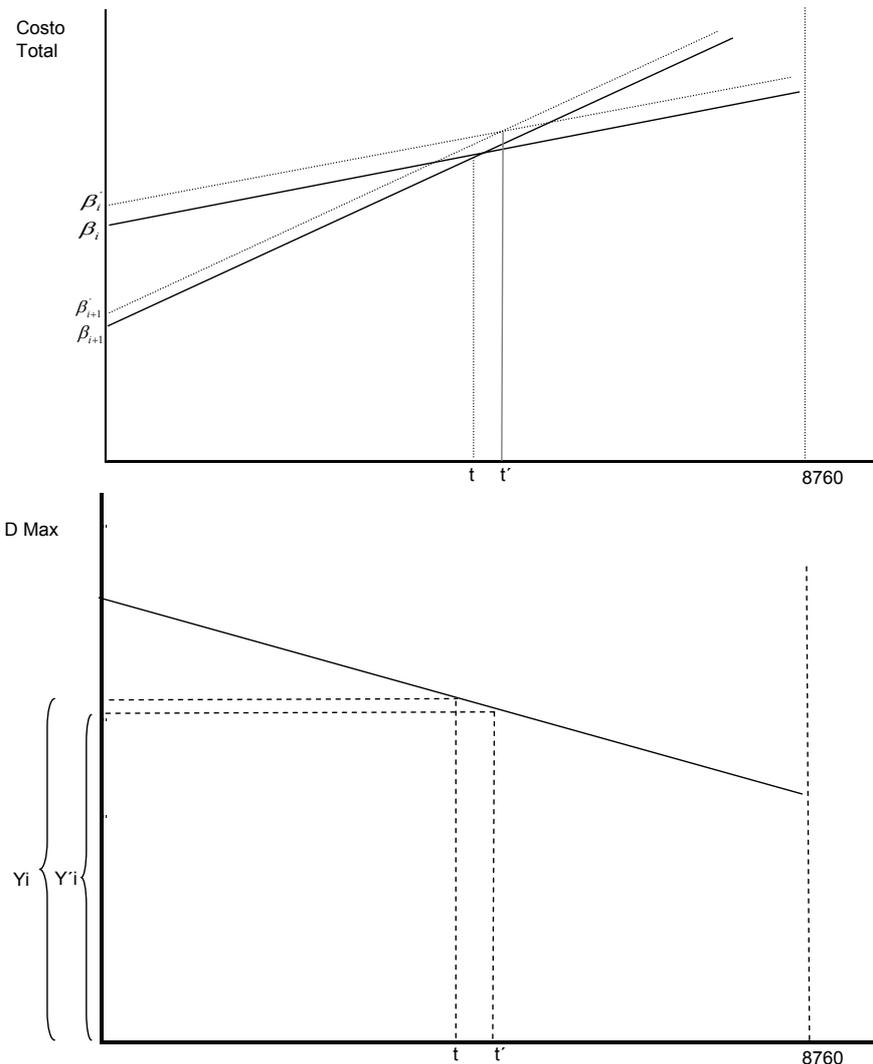
Dado que el modelo aprovecha la relación inversa entre los costos de inversión y operación de las diferentes tecnologías, es decir que  $\beta_i > \beta_{i+1}$ , se puede demostrar que  $\frac{\partial t}{\partial i} < 0$ . Gráficamente, se puede apreciar de forma más clara cómo este efecto llevará a una reducción de la capacidad instalada en las tecnologías intensivas en capital (ver Gráfico N° 2). Los datos usados para calcular los costos, la calibración de la curva de duración y la estimación de los precios, incluyendo la reserva, han sido los mismos que los utilizados por Gallardo, García y Pérez-Reyes (2005).

En las simulaciones se ha asumido también una distribución asimétrica del costo del capital, lo cual es consistente con la evidencia disponible sobre la asimetría de los “shocks” que afectan la rentabilidad de los rendimientos en los países emergentes. Esta evidencia es consistente con una mayor probabilidad de que el costo de capital o costo de oportunidad de una inversión se incremente a que disminuya, por lo que en el cálculo de las primas de riesgo respecto a la rentabilidad de mercado en los modelos de valorización algunos autores han propuesto considerar sólo las desviaciones negativas respecto a la rentabilidad promedio.<sup>30</sup>

---

<sup>30</sup>. La metodología que considera sólo las desviaciones negativas de la rentabilidad para calcular el costo del patrimonio en países emergentes es conocida como “Downside Risk”. Ver Estrada (2000).

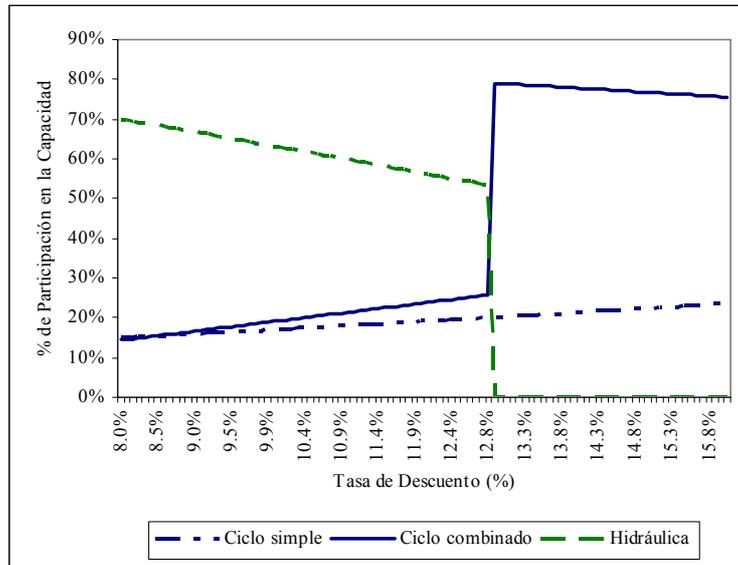
**Gráfico N° 2: Efectos de un Incremento en el Costo de Capital Sobre la Capacidad Óptima**



## Resultados

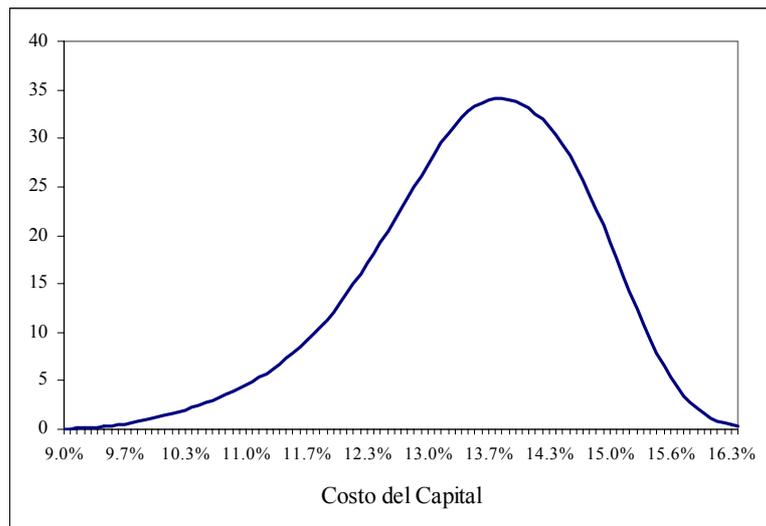
En el Gráfico N° 3 se aprecia claramente cómo un incremento del costo de capital lleva a una reducción en la participación de las centrales hidráulicas y, en el extremo, a que éstas pasen a ser dominadas por centrales a gas de ciclo combinado, cuando la tasa de descuento se acerca a 13%. A su vez, a partir de este nivel se observa que conforme se incrementa el costo del capital, se eleva también la participación de las centrales a gas natural a ciclo simple, y se reduce la correspondiente a las de ciclo combinado. Estos efectos tienen una relación directa con el impacto que el costo del capital tiene sobre el ingreso anual requerido por las diferentes centrales para recuperar sus costos de inversión.

**Gráfico N° 3: Sensibilidad del Parque Generador Ante Cambios en el Costo del Capital**



Sin embargo, este análisis debe ser complementado con una consideración del carácter asimétrico de la distribución del costo del capital,<sup>31</sup> lo cual ofrece una idea más aproximada sobre la participación efectiva de las diferentes tecnologías en el parque generador óptimo. En este caso, se ha considerado una distribución concentrada en una tasa de 14%. Los resultados se muestran en el Gráfico N° 4.

**Gráfico N° 4: Distribución del Costo de Capital Utilizado en las Simulaciones**



<sup>31</sup>. Se han extraído 2000 realizaciones de una función de distribución beta con parámetros  $a=22$ , y  $b=4$ . La distribución beta se define de la siguiente forma:

$$f(x) = \frac{\Gamma(a+b)}{\Gamma(a)\Gamma(b)} \cdot x^{a-1} \cdot (1-x)^{b-1} \text{ donde } \Gamma(z) = \int_0^{\infty} t^{z-1} \cdot e^{-t} dt \text{ es la función gamma.}$$

En base a los resultados anteriores, también se pueden apreciar las distribuciones esperadas de la participación de las diferentes tecnologías en el parque generador, y de los precios medios de electricidad en el largo plazo (conocidos como “precios monómicos”). Sin embargo, es importante analizar la interrelación de estas variables en un escenario base, donde sólo se consideran los efectos de cambios en el costo de capital, de acuerdo a la distribución asumida, con cambios en otras variables, a fin de obtener una mejor aproximación al impacto del costo del capital en diferentes escenarios.

Es por ello que se han simulado distribuciones para la participación en el parque generador de las diferentes tecnologías y el precio promedio, que consideran además el efecto de cambios discretos en dos variables relevantes: i) el precio del petróleo, que influye sobre el costo variable de las centrales a diesel y gas natural, y ii) el costo de inversión de las centrales hidráulicas.<sup>32</sup>

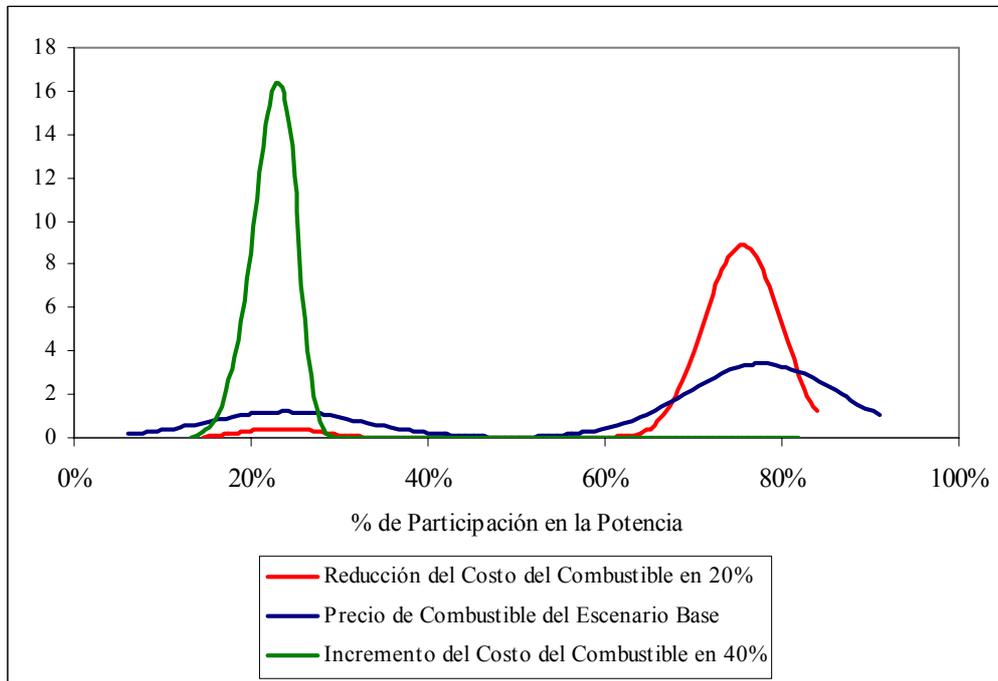
En el caso del precio del petróleo se han considerado, para efectos del análisis de sensibilidad, un incremento del 40% y una reducción del 20%, los cuales genera desplazamientos de las distribuciones, que afectan la participación de las diferentes tecnologías. Del resultado de las simulaciones, se aprecia en primer lugar que la participación relativa de las centrales a gas natural de ciclo combinado, principal competidor de las centrales hidráulicas, no tiende a concentrarse alrededor de un solo nivel, lo cual indica la existencia de una relación no lineal con la evolución del costo del capital.

A su vez, se aprecia que la participación de las centrales a gas natural es muy sensible a la interacción entre el costo del capital y el nivel de precios del petróleo. En particular, ante un incremento del precio del petróleo, la participación de las centrales a ciclo combinado se concentraría alrededor del 20% del parque, mientras que ante una reducción ésta lo haría alrededor del 70% del parque (ver Gráficos N° 5 y 6).

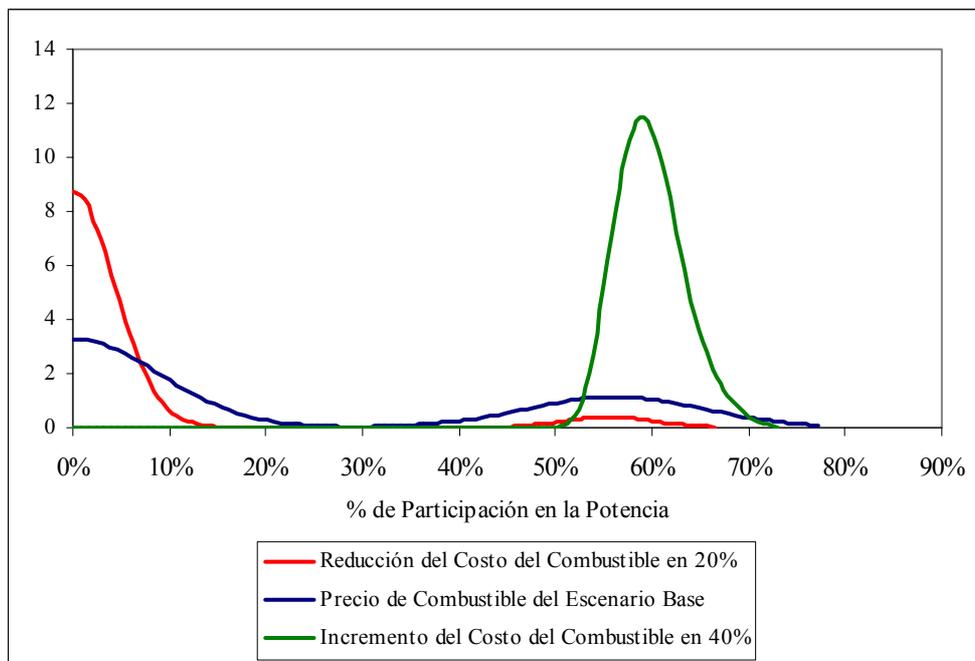
---

<sup>32</sup>. Para mayor detalle del comportamiento de estas variables y sus efectos ver Gallardo, García y Pérez-Reyes (2005).

**Gráfico N° 5: Efectos de la Interacción del Costo de Capital y Cambios en el Precio del Petróleo Sobre la Participación en la Capacidad de las Centrales a Gas Natural de Ciclo Combinado**

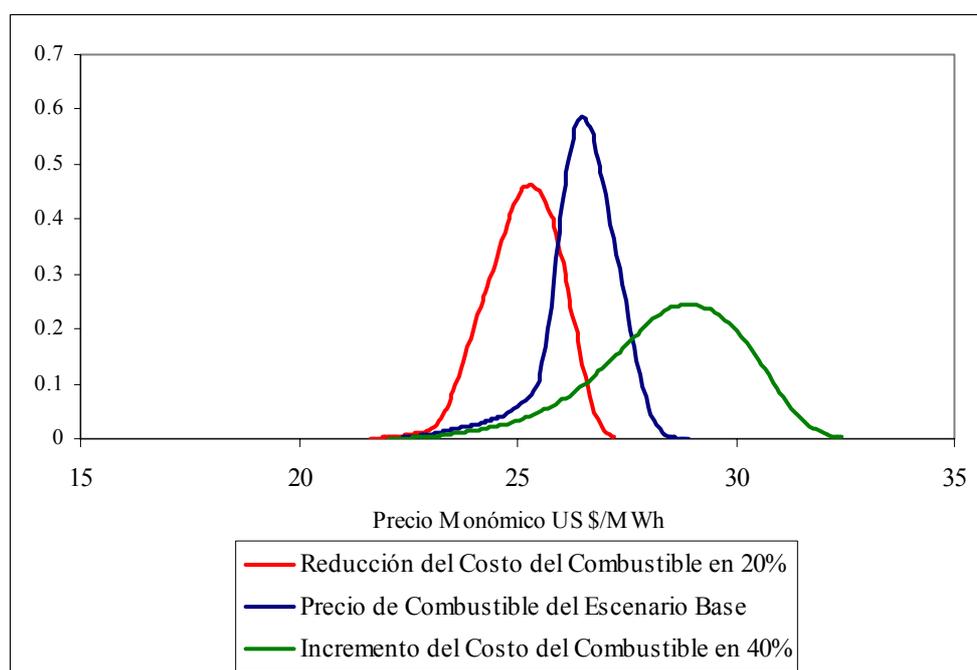


**Gráfico N° 6: Efectos de la Interacción del Costo de Capital y Cambios en el Precio del Petróleo Sobre la Participación en la Capacidad de las Centrales Hidráulicas**



Por último, se presentan las distribuciones referenciales de la evolución de los precios medios de electricidad para los diferentes casos (ver Gráfico N° 7). Al respecto se aprecia un desplazamiento tanto en la media como en la varianza de las distribuciones, lo cual refleja el efecto relativo sobre los costos totales de suministro, de cambios discretos en el costo del petróleo para una distribución determinada del costo del capital.

**Gráfico N° 7: Efectos de la Interacción del Costo de Capital y Cambios en el Precio del Petróleo Sobre el Precio Promedio**



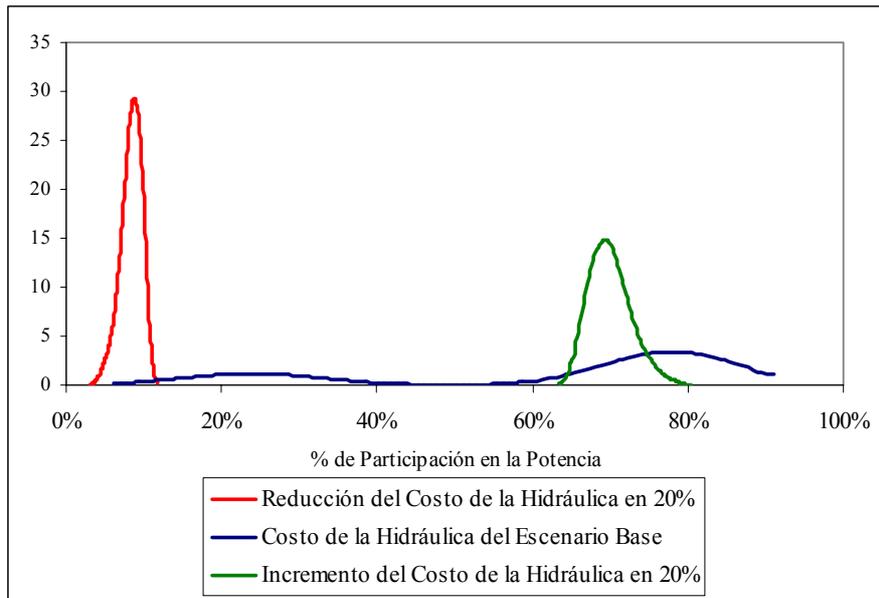
El segundo análisis de sensibilidad realizado permite examinar la interacción entre el costo de capital y los cambios en el costo de las centrales hidráulicas. En este caso, se han tomado como referencia dos cambios paramétricos, una reducción de 20% en el costo de inversión y un incremento de 20% en el costo de las centrales hidráulicas (lo que equivale a niveles de US\$ 1,000 por KW y US\$ 1,500 por KW instalado).

Como era previsible, estos cambios afectan la participación en el parque de las centrales a gas natural a ciclo combinado, competidoras directas de las centrales hidráulicas. Sus participaciones tienden a centrarse en el 10% ante la reducción del costo de inversión de las hidráulicas, y en 70% ante su incremento.

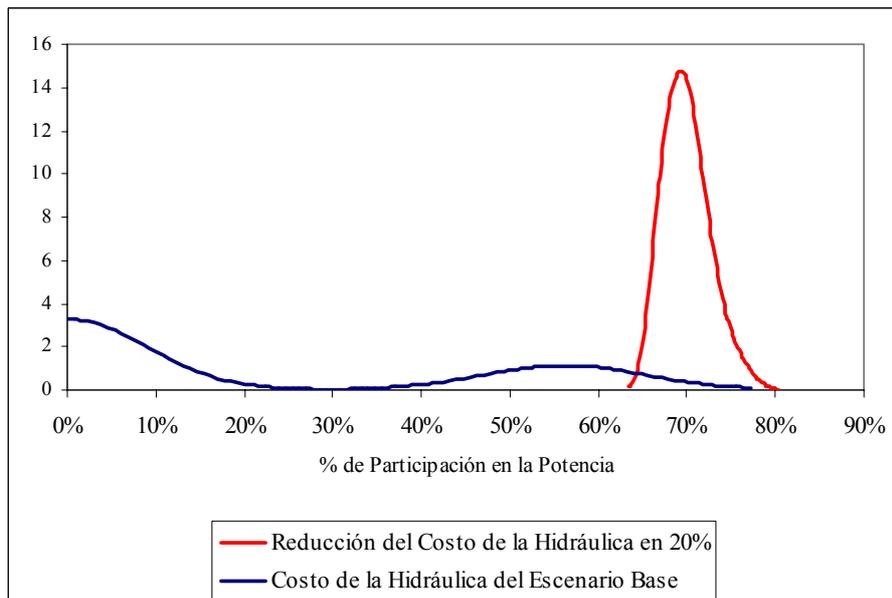
La participación en el parque de las centrales hidráulicas tiene un comportamiento inverso, ya que tiende a concentrarse alrededor del 70% ante una reducción en el

costo de inversión. Asimismo, dejarían completamente de ser atractivas en un escenario con costo del capital y costos de inversión elevados, siendo reemplazadas por centrales a gas natural y particularmente, por centrales a ciclo combinado, sus competidoras directas (ver Gráficos N° 8 y 9).

**Gráfico N° 8: Efectos de la Interacción del Costo de Capital y Cambios en el Costo de Inversión de Centrales Hidráulicas sobre la Capacidad Óptima de las Centrales a Ciclo Combinado**



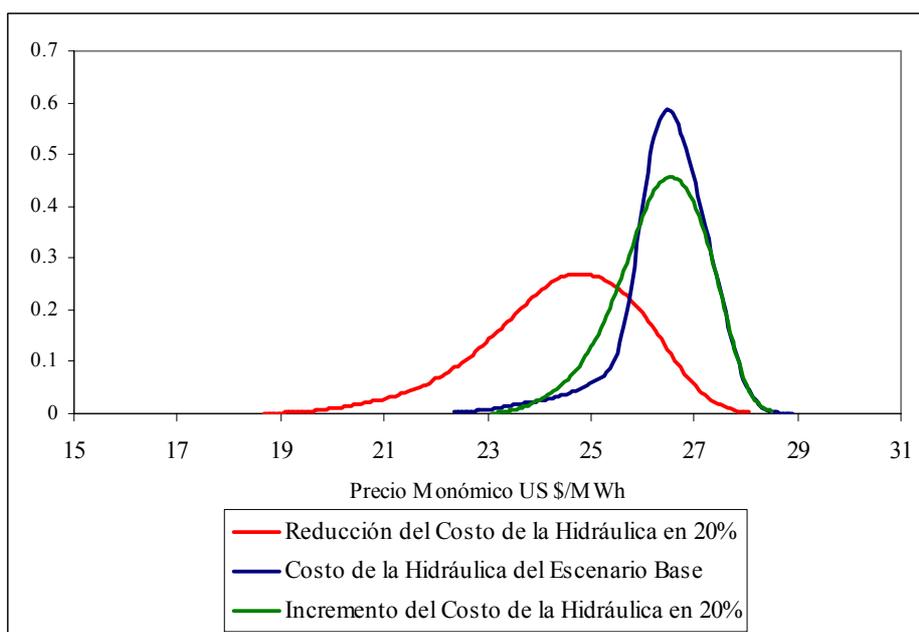
**Gráfico N° 9: Efectos de la Interacción del Costo de Capital y Cambios en el Costo de Inversión de las Centrales Hidráulicas sobre su Participación en el Parque Generador**



En el caso del precio promedio de electricidad, su distribución también resulta desplazada por una disminución o un incremento en los costos de las centrales hidráulicas, situándose alrededor de los US\$ 26 por MWh, aunque como se indicó estos valores son sólo referenciales y en todo caso podrían considerarse como una situación donde los costos son bastante competitivos y el parque se adapta de forma óptima.

Sin embargo, se aprecia que el efecto de una reducción en el costo de inversión tiende a ser más importante que su incremento, ya que en este caso la instalación de centrales hidráulicas pierde completamente todo atractivo, siendo desplazadas por centrales a gas natural de ciclo combinado. Ello hace que la distribución de los precios promedio tienda a concentrarse en un nivel cercano al costo medio de este tipo de tecnología.

**Gráfico N° 10: Efectos de la Interacción del Costo de Capital y Cambios en el Costo de Inversión de las Centrales Hidráulicas sobre el Precio Promedio**



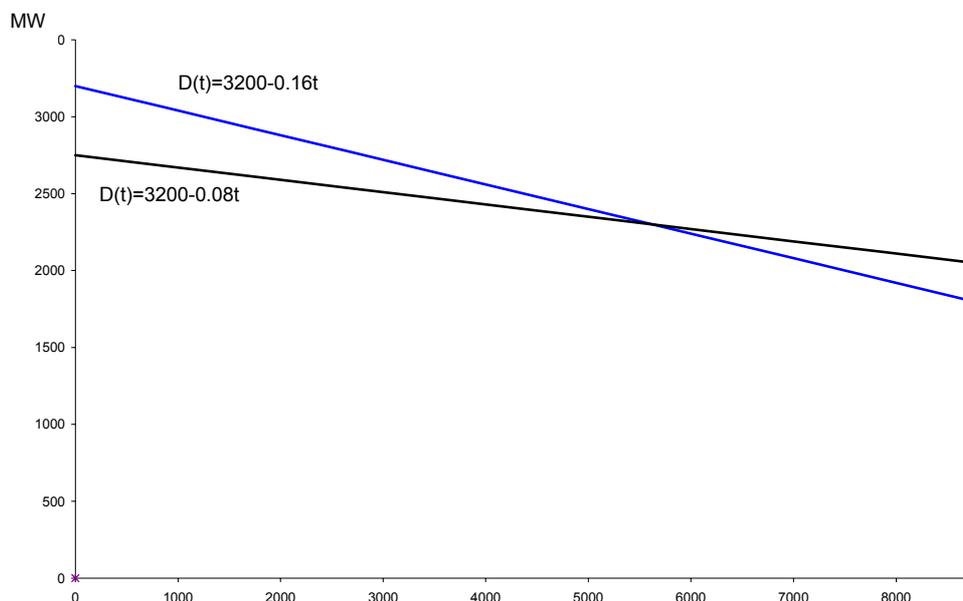
## V.2 Cambios en los Patrones de Demanda

Respecto a los factores de demanda y a su influencia en el parque generador óptimo, un primer resultado de la planificación óptima, que en principio debería poder ser replicada mediante mecanismos de mercado, es que cuanto más estable es el patrón de demanda del sistema - lo cual se puede inferir de indicadores como un mayor factor

de carga<sup>33</sup> - más atractivas resultan las tecnologías con bajos costos variables, aunque tengan costos fijos elevados, como es el caso de las centrales hidráulicas y, en menor medida, de las centrales a ciclo combinado. Ello debido a que las centrales son utilizadas casi todo el tiempo y por lo tanto el costo fijo unitario se reduce.

En el extremo, cuando la demanda no presenta fluctuaciones a lo largo del tiempo, la opción más conveniente es instalar centrales hidráulicas, siempre que los costos de inversión sean razonables. Este atractivo se hace aún mayor si a una modificación del patrón de demanda, que en principio puede darse con el mismo consumo total de energía (como el caso mostrado en el Gráfico N° 11), se suma el efecto de otros factores como una disminución del costo de capital.

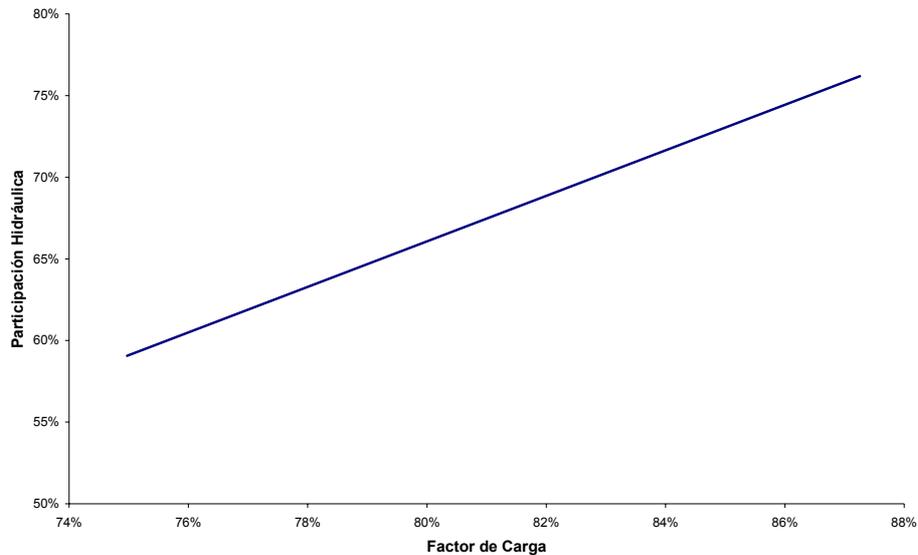
**Gráfico N° 11: Cambios en el Patrón de Demanda**



Usando datos calibrados para una curva de duración similar a la peruana y costos estándares de inversión y operación, se muestra cómo una mejora en el factor de carga del sistema puede traducirse en un incremento significativo de la participación de las centrales hidráulicas, que desplazarían en parte a las centrales a ciclo combinado, aunque estas últimas también harían lo propio, en menor medida, con las centrales a ciclo simple y las que operan con Diesel (ver Gráfico N° 12).

<sup>33</sup>. El factor de carga se define como la energía consumida en el año entre la máxima demanda multiplicada por 8760, que corresponde al número de horas del año.

**Gráfico N° 12: Cambios en la Participación de las Centrales Hidráulicas Ante Incremento en el Factor de Carga del Sistema**



## **VI. Problemática Reciente de la Generación en el Mercado Eléctrico Peruano**

### **VI.1 Las Dificultades para Contratar de las Empresas Distribuidoras**

A partir del año 2003 algunas empresas distribuidoras han venido experimentando problemas para renovar sus contratos de suministro de energía con las empresas generadoras. En el año 2004 tres empresas de distribución de propiedad del Estado se encontraron retirando energía del SEIN sin el respaldo de un contrato, por el equivalente a 105.8 MW, aproximadamente el 5% de la máxima demanda de las distribuidoras.

Esta situación se ha venido prolongando y los problemas no lograron resolverse con las licitaciones convocadas por las empresas, por el contrario se agravaron con el incremento de los precios “spot” en el 2004, los cuales superaron niveles históricos (costo marginal promedio de US\$ 108 por MWh en el mes de mayo y cercano a los US\$ 100 por MWh en junio y julio). Las dificultades descritas afectaron incluso a algunos clientes libres que vieron rescindidos sus contratos, prefiriendo pagar las penalidades acordadas, en lugar de asumir las pérdidas asociadas a sus compras de energía en el COES.

Debe recordarse que, en el esquema peruano, los contratos de los generadores representan solamente un compromiso financiero, toda vez que la producción de cada unidad depende de las decisiones que toma el COES a fin de minimizar el costo de abastecimiento. Por tal motivo las divergencias entre los compromisos contractuales asumidos por los generadores y su nivel de producción efectivo, deben ser subsanadas comprando energía al costo marginal del sistema, lo cual en este caso implicaba incurrir en importantes pérdidas financieras. Estas pérdidas serían mayores para las empresas que se encontraban “sobrecontratadas”, ya que se vieron obligadas a comprar energía al sistema a precios muy altos, como es el caso de Electroperú (ver Cuadro N° 5).

**Cuadro N° 5: Potencia Contratada de las Empresas Generadoras al 2004 (MW)**

Suministrador	Cliente Libre	Distribuidor	Total Contratado	Potencia Firme	Total / Pot. Firme
Edegel	231	270	501	961	52%
Electroperú	55	1,091	1,147	883	130%
Egenor	39	230	269	527	51%
Enersur	200	-	200	360	56%
Etevensa	-	40	40	325	12%
Egasa	8	172	179	317	57%
Electro Andes	59	-	59	174	34%
Termoselva	76	60	136	156	87%
Eepsa	8	50	58	142	41%
San Gabán	79	38	117	141	83%
Egamsa	35	50	85	99	86%
Shougesa	42	21	63	67	95%
Pacasmayo	-	45	45	54	83%
Egesur	-	67	67	61	110%

Fuente: OSINERG

En los años altos se vencieron otros contratos (ver Cuadro N° 6). Por tanto, es oportuno examinar con mayor detenimiento si este problema se explica por factores de naturaleza coyuntural, o si más bien revela la existencia de fallas estructurales asociadas al diseño de mercado vigente.

Los problemas coyunturales estarían referidos al impacto de un año seco y a las posibilidades de obtener ganancias vendiendo sólo en el mercado “spot”, y la imposibilidad de conseguir contratos por parte de las distribuidoras.

Por su parte, los problemas estructurales estarían referidos al hecho de que las ventas en el mercado “spot” no pueden ser propiamente una opción independiente de la firma

de contratos pues en el diseño de mercado peruano no se transfieren precios “spot” a usuarios finales o comercializadores, y solamente tienen sentido si otro generador es el responsable contractual de los retiros de energía existentes en el sistema, lo que genera un vacío en el marco regulatorio.

**Cuadro N° 6: Empresas con Contratos Antes del 2006**

<b>Empresa</b>	<b>Potencia Contratada con Vencimiento Antes del 2006 (MW)</b>	<b>Potencia Contratada Total (MW)</b>	<b>Máxima Demanda Total (MW)</b>	<b>% por vencer/PC Total</b>
Edecañete	13.5	13.5	12.6	100%
Edelnor	30.0	836.3	697.6	4%
Electro Sur Medio	66.1	72.5	75.9	91%
Electrocentro	66.7	81.2	91.1	82%
Electronorte	76.5	76.5	63.8	100%
Electronoroeste	97.2	97.2	74.6	100%
Hidrandina	123.5	137.8	160.2	90%
Electrosur	38.0	38.0	36.9	100%
Emsemsa	2.0	2.0	1.5	100%
Luz del Sur	500.0	640.0	765.8	78%
SEAL (Arequipa)	1.9	106.0	102.4	2%
SERSA (Rioja)	1.0	1.0	1.0	100%

Fuente: OSINERG.

A su vez, el problema está relacionado con: i) la forma cómo se fijan las tarifas en barra, y específicamente a que éstas se determinan en base a proyecciones de la demanda y de la oferta para los próximos dos años, lo cual, en un entorno afectado por problemas de credibilidad, puede influir en la percepción de riesgos de contratar por parte de los generadores, y, ii) la vinculación de las tarifas en barra y los precios “spot” y como esta condiciona las opciones de manejo de riesgos entre los agentes.

Esta situación ha venido afectando el funcionamiento del esquema regulatorio, y ha elevado las posibilidades de incumplimiento del marco normativo vigente, comprometiendo la asignación de responsabilidades en el mercado mayorista por los retiros de energía que actualmente vienen realizando las distribuidoras sin contar con un contrato vigente.

Este problema tiene varias aristas destacadas. En primer lugar, la escasez de agua ha puesto en evidencia que el precio regulado no responde a perturbaciones del mercado, sean éstas de demanda (derivadas o finales) u oferta (evolución de la hidrología y en menor medida precios de combustibles dado que estos sí se consideran en las fórmulas de reajuste). Si bien es cierto que en industrias donde las variables relevantes, como los precios, tienen fluctuaciones pero finalmente tienden a

revertir a un valor medio, es conveniente, principalmente desde el punto de vista de los consumidores, que las perturbaciones no incidan completamente en el precio final, también es cierto que, principalmente desde el lado de la oferta, un excesivo “aislamiento” del precio final conduce a ineficiencias y excesivas ganancias o pérdidas de corto plazo que pueden comprometer la liquidez y los resultados financieros de las empresas.

En segundo lugar, debe destacarse el riesgo de que las empresas distribuidoras incumplan con el artículo 34° de la LCE referido a la garantía de 24 meses de la energía y la potencia contratada. La verificación de esta obligación tiene lugar en el mes de julio de cada año, y corre a cargo de la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas. Este eventual incumplimiento puede dar lugar a precedentes no deseados de conductas discriminatorias, en favor de las empresas estatales, en caso de incumplimiento de las normas vigentes. En tercer lugar, se advierte una grave falta de definición respecto de las obligaciones comerciales asociadas a los retiros de potencia y de energía que vienen realizando las distribuidoras. La LCE establece que la única forma de realizar compras de energía destinadas al mercado regulado, es mediante contratos a tarifas en barra reguladas, por lo que no existen otras alternativas como la compra en el mercado “spot” y/o la transferencia de los mayores costos a los usuarios finales.

Ante la situación descrita, el 20 de julio de 2004 se promulgó una norma mediante la cual se establece que en el período julio - diciembre del 2004, las empresas generadoras del Estado a cargo del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE) asumirán, en forma proporcional a su potencia firme, los retiros que las distribuidoras estén realizando sin contrato para consumidores de servicio público, mientras que los retiros efectuados hasta esta fecha serían asumidos por todos los generadores del SEIN (Decreto de Urgencia N° 007-2004). Esta norma ciertamente alivia los problemas legales y financieros existentes en el corto plazo, pero no ofrece una solución al problema estructural examinado en esta sección, cuyos efectos han sido evidentes durante el año 2005. Una vez más, se ha optado por socializar una mayor parte de las pérdidas a las empresas públicas.<sup>34</sup>

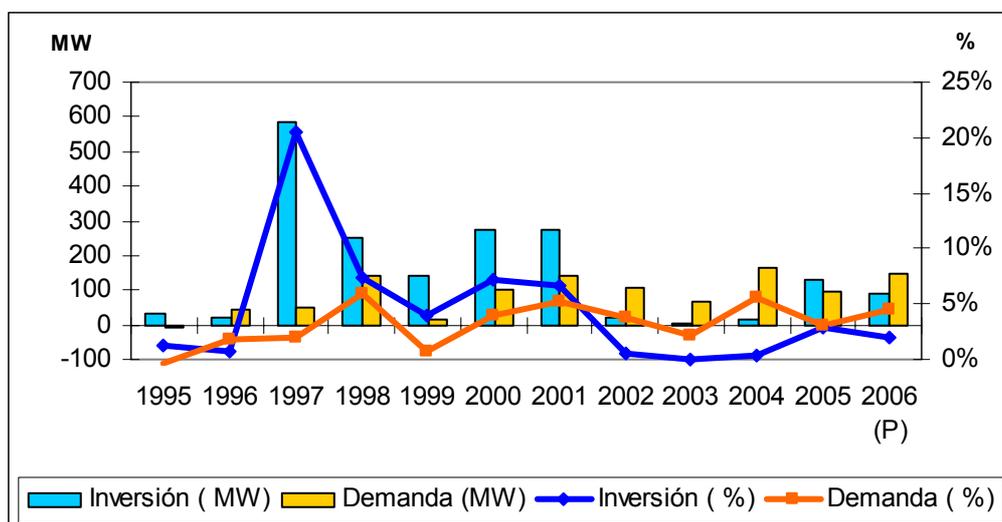
---

<sup>34</sup>. En el caso particular de Electroperú este acuerdo repercutiría en una disminución de sus utilidades y por lo tanto reduciría los fondos del FONAHPU (Fondo Nacional de Ahorro Público).

## VI.2 La Evolución Reciente de la Inversión

No obstante la relevancia de los aspectos señalados sobre los contratos entre generadores y distribuidores, existe una creciente preocupación en el sentido de que estos problemas podrían estar reflejando un problema más importante, que se expresa en la falta de inversión de las empresas en el segmento de generación. La relevancia de este problema se evidencia al considerar la dinámica observada en la demanda de energía, la cual ha crecido en aproximadamente 10% durante los últimos dos años, lo que ha llevado a cierta presión sobre los costos marginales de suministro al haberse incrementado la máxima demanda del sistema en cerca de 300 MW.<sup>35</sup>

**Gráfico N° 13: Inversión en Capacidad de Generación y Máxima Demanda (Variaciones)**



Fuente: OSINERG-GART.

En realidad, la demanda de electricidad también creció a tasas importantes durante el período 1997 - 2003 (ver Gráfico N° 13). Este crecimiento estuvo acompañado de importantes inversiones en los primeros años posteriores a la reforma del sector, como resultado de los compromisos de inversión derivados de la privatización, que se concretaron específicamente en el año 1997, y también de la entrada de nuevos operadores, particularmente de las centrales de Aguaytía (Maple y Duke) y Enersur (Tractebel). Sin embargo, a partir del año 2000 no se ha observado el ingreso de nuevos operadores en la actividad de generación e incluso algunas centrales han

<sup>35</sup>. Para un análisis detallado de la evolución y proyecciones de la inversión en la actividad de generación en el Perú ver Gallardo, García y Pérez-Reyes (2005).

salido del sistema. Este es el caso de dos de las cuatro centrales de Etevensa, con una capacidad conjunta de 220 MW, las cuales fueron vendidas en el año 2001.

En el año 2004 se dio un incremento importante de la demanda y tampoco se registraron inversiones apreciables. Luego, en el 2005, sólo la entrada de la central de Yuncán alivió la presión sobre los precios, provocada por el crecimiento de la demanda del sistema.

### **VI.3 Explicaciones e hipótesis**

La negativa a contratar a tarifa en barra por parte de los generadores, puede tener su origen en una serie de factores, muchos de los cuales están relacionados entre sí. Un primer factor está referido a las políticas comerciales de los diferentes generadores, ya que en algunos casos estos prefieren reducir la volatilidad de sus flujos de caja, contratando sólo un porcentaje cercano al 50% y 60% de su capacidad efectiva, e incluso priorizando las ventas a los clientes libres, con tarifas que solamente dependen del acuerdo al que lleguen las partes. Sin embargo, la composición del portafolio de contratos de cada generador depende de las rentabilidades y riesgos implícitos en cada una de las variables de precio y cantidad, lo cual es algo más bien endógeno al diseño de mercado y funcionamiento del sector, y por lo tanto su análisis supone una evaluación de los instrumentos y mecanismos existentes para manejar estos riesgos.

Otro argumento es el referido a una conducta oportunista por parte de los generadores. De hecho, el vencimiento de varios contratos coincidió con un período en que los precios “*spot*” estaban en un nivel alto, y por lo tanto el no contratar los eximía de la obligación de “cubrir” a las distribuidoras o clientes finales cobrando un precio estabilizado, en este caso la tarifa en barra, en un lugar del precio “*spot*”, en contraprestación a la cobertura que las distribuidoras les habían hecho pagando precios en barra cuando los precios “*spot*” estaban por debajo de las tarifas en barra.

Sin embargo, también existen otros argumentos, principalmente por parte de las empresas de generación, que atribuyen su decisión de no contratar a problemas de credibilidad en el cálculo de las tarifas en barra. Así, algunos generadores indican que el precio en barra no refleja los costos marginales proyectados, pues las tarifas en barra han venido reduciéndose por la entrada del gas natural y de otras inversiones consideradas en el “plan de obras”, algunas de las cuales entraron tardíamente o no llegaron a ingresar al sistema. También se argumenta que las proyecciones de

demanda han sido conservadoras y, por lo tanto, las tarifas en barra no han reflejado los verdaderos costos de suministro. Sin embargo, como se analizará en la sección VI.4, estos argumentos se refieren a factores circunstanciales. Desde el enfoque adoptado en este trabajo, este tipo de problemas se derivan de un diseño de mercado que otorga al regulador un papel muy activo en la actividad de generación, haciendo que la rentabilidad de las empresas dependa fuertemente de decisiones administrativas, lo cual no es usual a nivel internacional, y da lugar a frecuentes controversias y tensiones con las empresas y los agentes del sector.

Otra explicación de la debilidad de los incentivos a contratar, está asociada a la reducción esperada de las tarifas como consecuencia de la entrada de Camisea. El impacto era mayor cuando el horizonte de proyección para el cálculo de las tarifas era de cuatro años y no de dos años, como lo es actualmente, lo cual hacía más atractivo para los generadores vender en el mercado “spot”, más aún en un año seco.

En relación al precio de potencia o cargo de capacidad, la metodología de cálculo introduce incertidumbre sobre la recuperación de los costos y puede estar sujeta a decisiones discrecionales, aunque se ha tratado de reducir especificando por ejemplo la publicación en base a la cual se calcularán los costos de la central marginal. Sin embargo, los agentes han argumentado que algunas modificaciones en el precio de potencia habrían coincidido con cambios en otras variables o eventos inesperados que incrementan los costos, como por ejemplo la necesidad de reconocer las inversiones en transmisión destinadas a la interconexión de Sistema Sur y Centro-Norte, o el pago de la Garantía de la Red Principal del Gas Natural de Camisea.

Por último, algunos agentes indican como un riesgo adicional a los contratos y a la inversión en nueva capacidad, la importancia relativa que tienen algunas empresas estatales como Electroperú y San Gabán. Se afirma que el desempeño de estas empresas no facilita los ajustes de mercado en contextos de escasez, en la medida que ellas no responden al objetivo de la rentabilidad de manera permanente. Además, pueden asumir mayores riesgos como el de “sobrecontratarse”, con el propósito de amortiguar los problemas y las limitaciones del marco regulatorio.

#### **VI.4 Análisis**

Para examinar los argumentos expuestos en la sección anterior, es preciso evaluar en qué medida los problemas realmente expresan un ejercicio arbitrario del margen de

discrecionalidad del regulador, el cual puede estar motivado incluso por consideraciones políticas de corto plazo, o si más bien ellos responden a las particularidades del diseño del mercado eléctrico peruano, en particular el alto peso relativo de los procedimientos administrativos en la fijación de las tarifas en barra, y la utilización de metodologías muy sensibles a la proyección de una serie de variables de carácter aleatorio o estocástico, así como la falta de un sistema adecuado de manejo de riesgos en el diseño de mercado existente.

Debido a que es muy difícil construir un escenario contrafactual con el cual comparar la evolución de las tarifas y sus determinantes, el análisis se centrará en dos aspectos: i) la comparación de los precios “spot” y los precios en barra, incluyendo un examen de los problemas asociados a la definición del plan de obras de generación, y ii) los problemas experimentados en el caso chileno, cuyo diseño de mercado y marco regulatorio son prácticamente idénticos al caso peruano.

### ***Evolución de Precios y Mecanismos de Cobertura de Riesgos Comerciales***

Como se mencionó en secciones anteriores, la gestión de los riesgos comerciales de los generadores y cómo ellos influyen en sus decisiones de inversión y de contratación, es un aspecto central en la determinación del impacto relativo de los diferentes determinantes de la inversión, del papel del regulador y del diseño de mercado.

Al respecto es posible analizar las fuentes de riesgo de un generador que opera en el sistema eléctrico peruano, asumiendo que no existe congestión ni pérdidas de energía, tomando como punto de partida una función de beneficios de corto plazo de la siguiente forma:

$$\Pi = \tilde{p}_R \cdot q_R + p_L(Q_L) \cdot q_L + \tilde{p}_S \cdot (q - q_R - q_L) - \tilde{c} \cdot q$$

Se asume que los ingresos que los generadores obtienen por contratos financieros, corresponden a la energía vendida en el mercado regulado, al precio en barra ( $\tilde{p}_R \cdot q_R$ ), a la energía vendida en el mercado libre a precios libres ( $p_L(Q_L) \cdot q_L$ ), más la producción en exceso que venden en el mercado “spot”  $\tilde{p}_S \cdot (q - q_R - q_L)$ , menos los costos variables ( $\tilde{c} \cdot q$ ). En esta expresión,  $q$  es la cantidad producida por la empresa

representativa, la cual viene determinada por la cantidad total demandada ( $Q = Q(p_R) + Q(p_L)$ ). En el caso simétrico, con empresas idénticas, cada una debería producir  $q = (Q/n)$ .

Si bien no es posible presentar un análisis detallado de las decisiones de contratación y formación de precios en cada uno de estos mercados, pues ello trasciende los alcances de este estudio, es oportuno analizar el efecto de un *shock* de oferta sobre un generador contratado, teniendo en cuenta la forma de cálculo de los niveles de precios y las fórmulas de actualización de las tarifas en barra, que se utilizan en el marco regulatorio vigente.

Actualmente la tarifa en barra cumple la función de suavizar las fluctuaciones de los precios que afectan a los consumidores finales, toda vez que no existen comercializadores ni instrumentos financieros que permitan un manejo adecuado de la volatilidad de los precios “*spot*”.<sup>36</sup> La obligación establecida para las empresas distribuidoras, en el sentido de que deben comprar a un precio fijo esperado, supone implícitamente un esquema de aseguramiento mutuo de la volatilidad del precio “*spot*” entre las empresas generadoras y las distribuidoras, por lo que se puede entender como un esquema de “Contratos por Diferencias” (“*contracts for differences*”).<sup>37</sup>

En estos contratos, los generadores cubren el riesgo a las distribuidoras vendiendo a un precio menor cuando el precio “*spot*” (costo del sistema) es alto. Por su parte, las distribuidoras cubren a los generadores comprando a un precio mayor cuando el costo del sistema es menor, por lo que el esquema también favorece a los generadores, al disminuir la volatilidad de sus flujos de caja. Puede advertirse que no se requiere del pago de una prima por alguna de las partes, ya que ambas asumen el riesgo de la volatilidad del precio “*spot*” en determinados momentos, en un marco contractual del tipo denominado “*two way*” (ver Gráfico N° 14).

---

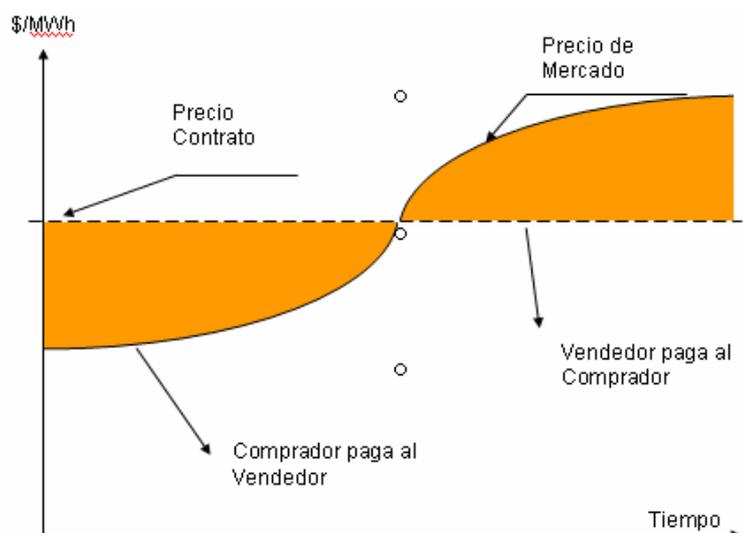
<sup>36</sup>. El cálculo de las tarifas en barra se explica al detalle en la sección III.4.

<sup>37</sup>. Los beneficios variables de un generador con contrato por diferencias son los siguientes:

$$\begin{aligned} \pi_{id}(p) &= Q_{id}(p) * (p - CM) - (p - PC_{id}) * QC_{id} \\ \Rightarrow \pi_{id}(p) &= QC_{id} * PC_{id} + (Q_{id}(p) - QC_{id}) * p - CM * Q_{id} \end{aligned}$$

De esta expresión es claro que si la cantidad contratada por las empresas coincide con la cantidad despachada, que puede obtenerse en base a un sistema de subastas o basado en costos, como el caso peruano, los beneficios de la empresa no dependerían de la evolución del mercado *spot*, sino sólo de las cantidades y precios contratados, por lo que los generadores y distribuidores estarían eliminando el riesgo de la volatilidad del precio *spot*. Ambos agentes intercambiarían un flujo de ingresos variable por uno constante, porque el instrumento funcionaría como un “*swap*”.

**Gráfico N° 14: Cobertura de la Volatilidad del Precio “Spot” Mediante un Contrato por Diferencias**



Para que el mecanismo de contratos a precios en barra funcione, el plazo de los contratos debe ser suficientemente largo a fin de que ambas partes cuenten con seguridades adecuadas (en el sentido de que existen períodos de tarifas “spot” bajas y también períodos con tarifas “spot” altas) y de que los promedios sean similares o más precisamente que den un mismo valor presente, de forma tal que las diferencias asumidas por los agentes se compensen. Conceptualmente el precio en barra debe ser un buen predictor del precio “spot” en el largo plazo. Sin embargo, este sistema no elimina el riesgo asociado a fluctuaciones en las cantidades, el cual dependerá de las decisiones de contratación de los agentes, de la naturaleza de los “shocks” de oferta que pueden enfrentar, así como de la forma de cálculo de los precios en barra y su relación con el precio “spot”.<sup>38</sup>

Esta dificultad para administrar “shocks”, debería tenerse en consideración al examinar el nivel de “passthrough” que resulta adecuado y necesario para transmitir las señales de escasez a los consumidores. También es necesario considerar otras medidas como

<sup>38</sup>. A modo de ejemplo y para ilustrar la magnitud de este tipo de “shocks” sobre el flujo de caja de una empresa generadora, consideremos el siguiente caso. Si un generador de 500 MW con toda su potencia contratada tuviera un “shock” de oferta que reduce su capacidad en 112 MW debido a un año seco, similar a la potencia que se encontró sin suministrador en el año 2004, tendrá que comprar la energía no vendida a un precio de US\$ 108 por MWh correspondiente al costo marginal promedio de esos meses versus los US\$ 23 por MWh de la tarifa en barra de energía. En este caso, la empresa tendría una “pérdida” mensual de US\$ 5’500,000 (monto obtenido de multiplicar la diferencia de precios por la energía consumida en un mes al 80% de factor de carga (((108-23)\*720\*0.8\*112)), respecto a una situación hipotética donde no estuviera contratada y sólo vendiera al mercado spot. Si se valora la capacidad a US\$ 1.2 millones por MW, y esta situación se mantuviera durante seis meses, la pérdida anual sería cercana al 5.5% de la rentabilidad sobre activos de ese año.

la apertura del mercado mayorista a otros agentes, incluyendo los clientes libres e incluso las distribuidoras, a fin de que puedan comercializar excedentes de energía cuando el precio “spot” está muy alto, y manejar su demanda en términos más eficientes para el sistema en su conjunto.

Como se indicó, otro tema relevante en el análisis de los problemas contractuales es la evolución de las tarifas en barra versus los precios “spot”. En teoría, las tarifas en barra representan el precio que debería igualar el valor presente de los ingresos esperados de los generadores, con el valor presente de los costos esperados, en un horizonte de 24 meses (hasta noviembre del 2004 eran 48 meses).

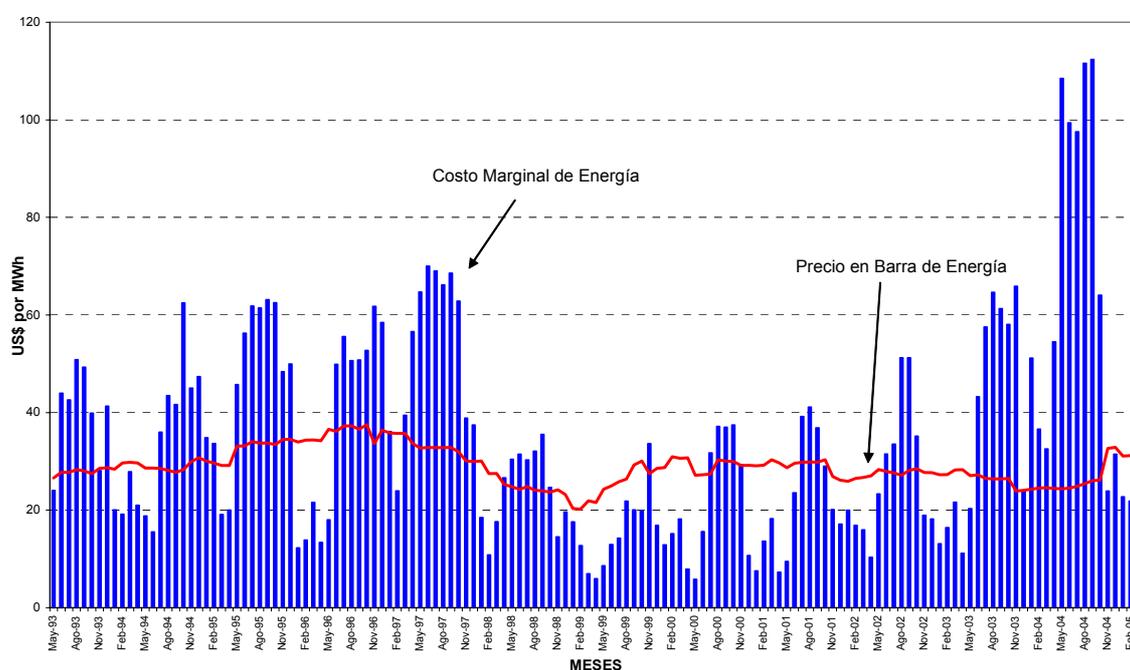
En el Gráfico N° 15 se presenta la evolución de las tarifas en barra y los costos marginales instantáneos en la barra Santa Rosa (Lima). Pueden apreciarse tres etapas distintas. En la primera, hasta el año 1998, los costos marginales tendían a ubicarse en un nivel superior a los precios en barra. En una segunda etapa, desde 1998 hasta el 2002, se observa lo contrario: el precio en barra se ubica a un nivel promedio superior al precio “spot”. Esta evolución puede atribuirse, principalmente, al comportamiento de la hidrología, ya que los últimos años han sido de hidrología húmeda. Finalmente, en la tercera etapa, que se inicia en el año 2003, la relación vuelve a revertirse, con los precios “spot” a un nivel superior al de los precios en barra. A partir de ese año se han registrado mayores precios “spot” debido a la presencia de un año hidrológico seco y a la salida de operación de las centrales de Etevenza (por la conversión al gas de Camisea). Puede advertirse que en mayo del 2004 se registró el mayor costo marginal mensual desde el inicio de la reforma, alcanzando cerca de US\$ 108 por MWh (los mayores costos registrados anteriormente estuvieron cerca de US\$ 70 por MWh).

Sin embargo, en cuanto al riesgo en el precio, se puede apreciar que en promedio y para todo el período los costos marginales instantáneos han sido superiores a las tarifas en barra (US\$ 35 versus US\$ 29 por MWh). Estas diferencias parecen suficientes como para generar cierta preocupación sobre la forma de cálculo de las tarifas en barra.

Es preciso destacar, sin embargo, dos aspectos adicionales. El primero se refiere a la fuerte dependencia de los costos marginales respecto a la evolución de la hidrología, ya que en promedio las centrales hidroeléctricas producen un 90% de la energía en el SEIN. Debe tenerse en cuenta que las tarifas en barra estimadas con el modelo

PERSEO, se calculan a costos marginales para 36 escenarios hidrológicos históricos, por lo cual la realización de los costos marginales en doce años, no da una certeza suficiente sobre la naturaleza de las diferencias entre las tarifas en barra y los costos marginales. En segundo lugar, las tarifas en barra consideraban un horizonte futuro de 48 meses para las proyecciones. Por tanto, en un contexto de cambio tecnológico caracterizado por la entrada al mercado de centrales más eficientes a gas natural, siempre existirá un rezago de los costos marginales corrientes respecto a una tarifa que considera un horizonte de proyección futuro con costos menores.

**Gráfico N° 15: Evolución de las Tarifas en Barra y los Precios “Spot” (Mayo 1993- Marzo 2005)**



Fuente: COES.

Un hecho importante es la baja correlación entre las tarifas en barra de energía y el precio “spot”. De hecho, el coeficiente de correlación histórico entre estas variables para el período comprendido entre mayo de 1993 y abril del 2005, fue de 0.14.<sup>39</sup> Este valor es pequeño debido a la alta volatilidad que presenta el precio “spot” versus el

<sup>39</sup>. El coeficiente de correlación entre dos variables varía entre -1 y 1 y se define como:

$$\rho_{X,Y} = \frac{Cov(X,Y)}{\sigma_X \cdot \sigma_Y}, \quad Cov(X,Y) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \mu_x)(y_i - \mu_y), \quad \sigma_X = \sqrt{Var(x)} = \sqrt{\left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \mu_x)^2\right)}$$

Por tanto:

$$\rho_{X,Y} = \frac{11.35}{\sqrt{13.38} \cdot \sqrt{480.81}} = 0.14$$

precio en barra (22 versus 3.6 US\$ por MWh) y debido también a la reducida covarianza entre el precio “spot” y la tarifa en barra. Una explicación es que las fórmulas de actualización de las tarifas en barra sólo consideran su sensibilidad a cambios en variables como el tipo de cambio, el precio de los combustibles líquidos y el carbón, teniendo ponderadores basados en simulaciones de precios ante cambios en estas variables. Ellas no consideran, en cambio, los efectos del ciclo hidrológico - el cual, como se mencionó, determina prácticamente el resto de la volatilidad de los precios “spot” - ni tampoco otros efectos como el asociado a la evolución de las indisponibilidades de las unidades.<sup>40</sup>

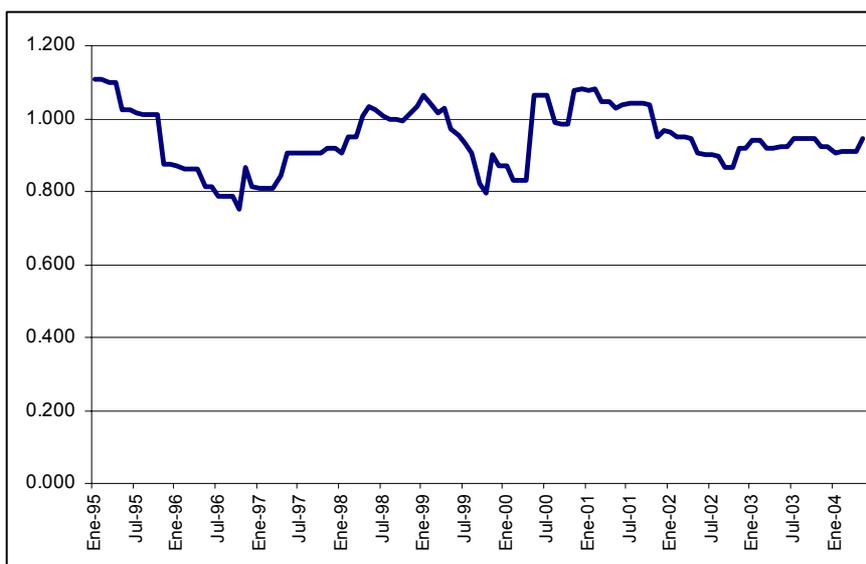
En este contexto, la reducción del horizonte de proyección de cuatro a dos años y el ajuste de acuerdo a la evolución de la oferta y demanda en el año previo, suponen una mejora. Sin embargo, es necesario realizar un examen más detenido de los determinantes de los precios y su relación con el ciclo hidrológico. En perspectiva, es preciso lograr un balance más adecuado entre la necesidad de estabilizar y reducir la volatilidad de la tarifa y, de otro lado, permitir que las diferencias con los precios “spot” tiendan a anularse en un horizonte de tiempo razonable. Una manera de hacerlo es considerando un horizonte de proyección de las tarifas tomando como base el escenario hidrológico más probable, en lugar proyectar un promedio de los costos variables considerando el comportamiento histórico de la hidrología asumiendo escenarios equiprobables.

Otro análisis comparativo relevante se refiere a la evolución de las tarifas en barra respecto a los precios en el mercado libre. Sin embargo, la comparación de ambos precios al nivel de generación es muy difícil. Previamente es necesario llevarlos a un mismo nivel de referencia, debido a que muchos clientes están ubicados en el área de concesión de las distribuidoras. La LCE establece que las tarifas en barra no pueden diferir en más de diez por ciento de los precios libres vigentes. Sin embargo esta comparación todavía enfrenta dificultades, debido a que no se cuenta con toda la información sobre los contratos en el mercado libre. Además, existen problemas metodológicos asociados a una eventual diferenciación entre los productos transados en ambos mercados. Con estas precauciones en mente, es posible interpretar la evolución del índice de ambos precios, descontando los cargos de distribución y transmisión pertinentes, el cual se muestra en el Gráfico N° 16.

---

<sup>40</sup>. Ver en el Anexo N° 1, las variables y los ponderadores vigentes para la actualización de las tarifas en barra.

**Gráfico N° 16: Precio Contratos Libres GART / Barra**



Fuente: GART

La evolución mostrada en el gráfico revela una tendencia decreciente en los precios libres, que podría atribuirse a un mayor grado de competencia entre generadores, y entre generadores y empresas distribuidoras; y también al hecho de que en este mercado los generadores pueden controlar, además del plazo, los niveles de precios y sus fórmulas de actualización, lo que no sucede con los precios en barra que son regulados administrativamente, antes semestralmente y ahora anualmente.

### **Mecanismos Alternativos de Manejo de Riesgos**

Para analizar el efecto de determinados mecanismos de cálculo de las tarifas en barra, es necesario analizar los riesgos cantidad que asumen los generadores por contratar a precios regulados. En principio, existe una curva de demanda de contratos que reacciona negativamente al precio regulado o precio en barra, es decir:

$$Q_B = a_B - b_B \cdot p_B$$

El precio en barra puede ser fijado de tal manera que tiene un componente fijo  $\bar{p}_B$  con una ponderación “ $\alpha$ ” y otro componente que se ajusta al precio “spot”  $p_s$  con una ponderación “ $1-\alpha$ ”, es decir:

$$p_B = \alpha \cdot \bar{p}_B + (1 - \alpha) \cdot \tilde{p}_S$$

$$Q_B = a_B - b_B \cdot (\alpha \cdot \bar{p}_B + (1 - \alpha) \cdot \tilde{p}_S)$$

Donde la demanda puede expresarse con la siguiente fórmula:

$$Q_B = a_B - b_B \cdot (1 - \alpha) \cdot \tilde{p}_S - b_B \cdot \alpha \cdot \bar{p}_B$$

En el caso del sistema peruano, el porcentaje de “*passthrough*”, “ $1 - \alpha$ ”, es mínimo, ya que las tarifas en barra se calculan, como un promedio, para diferentes escenarios hidrológicos con los costos de combustibles vigentes, y sólo se actualizan por los cambios en los costos de los combustibles de acuerdo a diferentes factores estimados en base a simulaciones.<sup>41</sup>

Esta relativa rigidez del sistema de precios, y por lo tanto de la demanda regulada, genera algunos problemas para administrar o “acomodar” “*shocks*” de mediana magnitud asociados, por ejemplo, a un año seco en el ciclo hidrológico, o a indisponibilidades en determinadas centrales. La demanda regulada no reacciona a los precios “*spot*”, obligando a los generadores sobrecontratados a asumir un riesgo mayor al que estarían expuestos si existieran mecanismos para transferir estas señales a los consumidores o limitar los precios de compra en el mercado “*spot*”.

En el Gráfico N° 17 se ilustra este problema en un escenario simplificado, en el cual un generador firma un contrato a la tarifa regulada, asumiendo una participación simétrica con firmas idénticas: la demanda contratada es igual a la demanda regulada total dividida entre el número de empresas. Si el sistema enfrenta un “*shock*” de oferta negativo, que desplaza la curva de oferta hacia la izquierda, ante una demanda completamente inelástica el resultado es que el precio “*spot*” se incrementa de  $P_S^0$  (igual al precio en barra  $P_B^0$ ) a  $P_S^1$ .

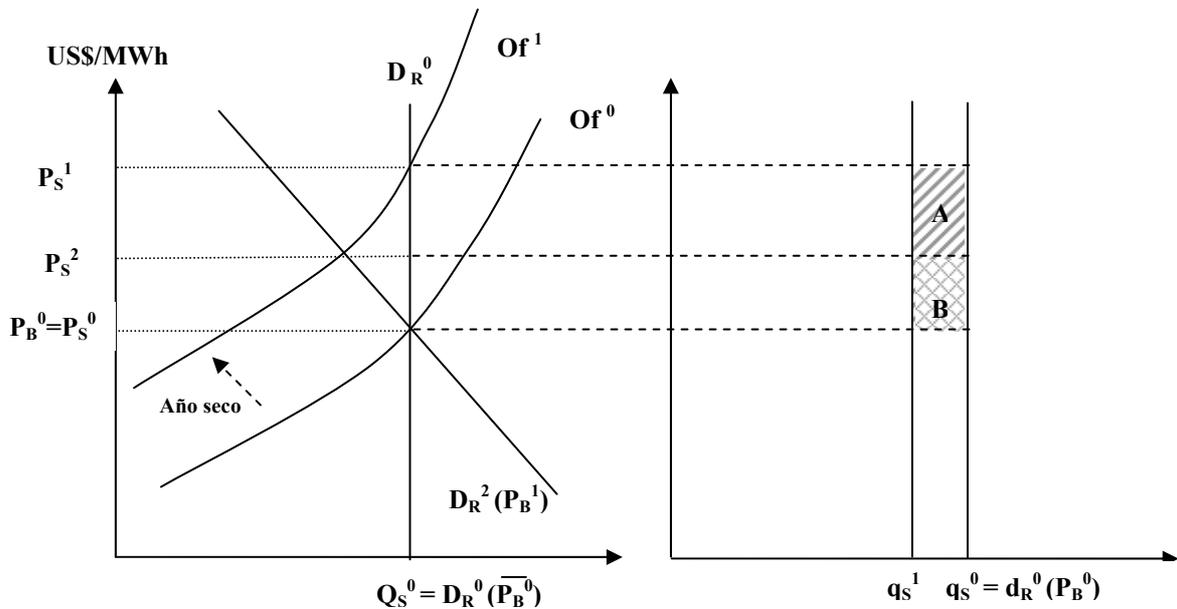
Si el generador pudiera seguir produciendo, individualmente, al mismo nivel de energía que el contratado, este “*shock*” podría administrarse mediante un contrato por diferencias. En realidad, sin embargo, frecuentemente se observa una correlación entre el “*shock*” que enfrenta el sistema y la producción que individualmente puede alcanzar un generador determinado, como es el caso de un generador hidráulico. En este caso específico, el nivel de producción del generador disminuye de  $q_S^0$  a  $q_S^1$ ,

---

<sup>41</sup>. Las tarifas se actualizan cuando algunos de los factores mencionados superan un crecimiento acumulado de 5%.

debido a lo cual y para cumplir con sus obligaciones contractuales, se ve obligado a comprar la diferencia al interior del sistema. Esto se expresa en un desembolso neto al sistema equivalente al tamaño del área (A+B). Si existiera un nivel de “passthrough” de las tarifas en barra la demanda sería más elástica y este desembolso se reduciría siendo equivalente al área B, ya que la demanda reaccionaría ante la mayor escasez relativa causada por el “shock”, y el precio “spot” no se elevaría tanto. Un efecto similar tendría algún mecanismo que establezca el precio “spot” en un nivel máximo como podría ser un fondo de estabilización de precios “spot” o la posibilidad de acceder a un instrumento financiero como una opción de compra a un precio máximo en el mercado “spot”.

**Gráfico N° 17: Efectos de “Shocks” Sobre los Beneficios de un Generador con Contratos**



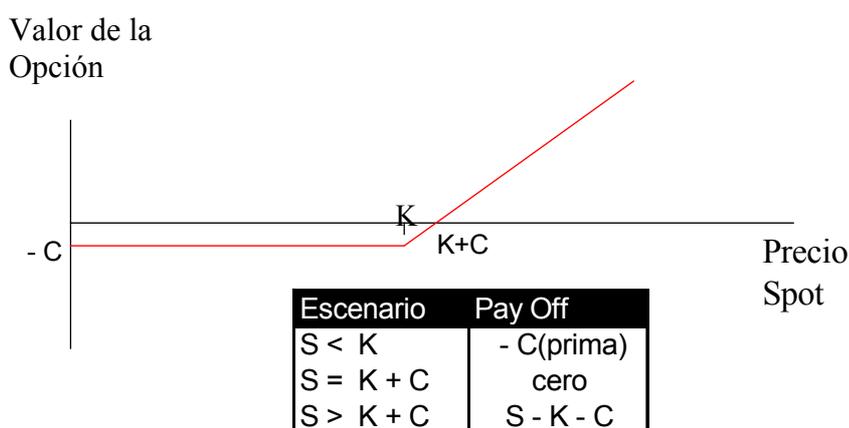
Como puede apreciarse, este riesgo de contratar explica que en equilibrio, si los generadores son adversos al riesgo, su decisión sea no contratar a una tarifa dada, incluso si la determinación de esta tarifa no se ve afectada por problemas asociados al riesgo regulatorio y a la credibilidad del regulador. En el extremo, los generadores sólo contratarían hasta un nivel similar al mínimo de potencia disponible, el cual corresponde exactamente a la noción inicial de “potencia firme” (límite máximo de contratación de los generadores), la cual se ha visto distorsionada por los cambios en los procedimientos aprobados en años recientes. Las dificultades para administrar los “shocks” mediante contratos regulados, puede hacer que los generadores tengan más incentivos para contratar en el mercado libre, quizá a precios más altos o con otras

fórmulas de reajuste. E incluso en caso de no conseguir estos contratos, dado que la demanda libre es limitada, puede ocurrir que no realicen o que posterguen algunas inversiones, ya que la opción de vender al sistema a precios “spot”, genera una mayor volatilidad en el flujo de caja de los proyectos de generación.

Otro mecanismo alternativo que permitiría manejar los riesgos cantidad, sería el establecimiento de un precio máximo de compra de los excesos en el mercado “spot”, a cambio de una “call option” que sería suministrada por otro generador ((ver Pérez – Arriaga et al (2001) y Oren (2003)). En este caso, dado que se trata de un contrato “one way”, el generador que asuma el riesgo de la volatilidad del precio “spot” le cobrará una prima al generador que quiera acotar sus niveles de exposición en el mercado “spot” con un precio máximo de compra (conocido como “strike price”).

En este caso se estructuran opciones de compra con cierto “strike price” (precio de ejercicio, K), y donde la prima de la opción (C) operaría como un pago por capacidad. Ello porque la prima correspondería al desembolso, valorado en condiciones de mercado, que debe hacerse para disponer de cierta capacidad de generación a un precio fijo dado cuando el generador contratante lo requiera. Este mecanismo permitiría eliminar, paulatinamente, el componente administrativo en el pago por capacidad, y con un mecanismo que refleje la escasez de recursos. El pago neto de un generador con este tipo de opciones se muestra en el Gráfico N° 18.

**Gráfico N° 18: Opciones de Compra en la Generación Eléctrica**



Fuente: Oren (2004)

En el mercado eléctrico peruano no se han desarrollado aún estos mecanismos de manejo de riesgos, debido a una serie de factores relacionados con las estrategias de

los diferentes grupos económicos, y a condicionamientos de tipo institucional. En primer lugar tenemos el caso de algunos grupos económicos que habrían optado por diversificar su parque generador, a fin de asimilar internamente los “*shocks*” de oferta mediante cambios en la combinación de sus centrales de generación (térmica e hidráulica) y contratar solamente una parte de su potencia efectiva, como ha ocurrido con el grupo Endesa y Duke Energy.

En segundo lugar tenemos el caso de Electroperú, una empresa estatal predominantemente hidráulica, que habría optado por contratar incluso en exceso para el nivel de incertidumbre hidrológica, como una forma de sostener el mercado de contratos debido a la renuencia a contratar de los otros generadores, y motivada también, en parte, por el propósito de obtener ganancias en el corto plazo. Recientemente, gracias a la transferencia del contrato de “*Take or Pay*” de suministro de gas con Etevensa, Electroperú puede tener un mejor manejo de estos riesgos, aunque a costa de asumir los costos fijos de este tipo de contrato.

Es oportuno mencionar al respecto que si bien la LCE expresa una concepción conservadora, en la medida en que establece que un generador sólo puede contratar hasta un máximo equivalente al nivel de su potencia firme, la forma como se calcula este máximo no garantiza que los generadores tengan un bajo grado de exposición de compra al mercado “*spot*”, pues una serie de normas relajaron la forma de cálculo de este indicador.

### ***Proyección de la Demanda y Plan de Obras***

La Ley de Concesiones Eléctricas establece que, como parte del proceso de fijación del precio básico de energía, el OSINERG debe realizar una proyección de la demanda de energía y potencia, y de las inversiones factibles de entrar en operación en el período de cálculo. Hasta el año 2004 este período era de 4 años, pero actualmente es de 2 años. Los métodos utilizados para llevar a cabo este proceso han dado lugar a una serie de controversias, que en algunos momentos llevaron incluso a deteriorar las relaciones entre el regulador y las empresas reguladas.

En cuanto a la proyección de la demanda, existen problemas de información histórica debido a que en la década del noventa hubo un proceso de interconexión de los sistemas eléctricos, primero a nivel de los sistemas interconectados del Sur Este y el Sur Oeste, y luego en el año 2000 con la interconexión nacional a través de la línea

Mantaro-Socabaya. Adicionalmente, importantes empresas autoproductoras se interconectaron al sistema eléctrico, tales como Electroandes (ex Centromin) y Enersur (que abastece a Southern Perú). Es por ello que el método de proyección usado actualmente consiste en realizar una estimación econométrica de una parte de la demanda, tomando información histórica y proyecciones de variables como el PBI, la población y las tarifas vigentes. También se incorpora otra parte de la demanda correspondiente a grandes proyectos intensivos en uso de energía, pero fuera del modelo. La mayor parte de las controversias ha girado en torno al tratamiento de este último componente en la proyección de la demanda, y específicamente a los criterios a utilizar en la definición de los umbrales de tamaño de los proyectos que deben ser incorporados por fuera del modelo, así como a los ajustes que es preciso realizar a fin de evitar el posible traslape con la demanda proyectada con el método econométrico.

También se han presentado controversias similares respecto a la proyección del “plan de obras”, debido especialmente a las dificultades para proyectar las inversiones en este tipo de industrias, caracterizadas por un alto componente de costos hundidos, la existencia de indivisibilidades y por la naturaleza irreversible de las inversiones. En el Cuadro N° 7 se presenta la relación de las centrales cuya inclusión en el plan de obras ha resultado más controvertida.

**Cuadro N° 7: Proyectos de Mayor Discusión en el Plan de Obras**

Proyecto	MW	1° Proceso en el que aparece	Fecha prevista de ingreso	N° Meses que se ha postergado el ingreso	N° Procesos en los que aparece
C.H. Yuncán	130	May-98	Abr-02	39	15
TGN Central de Camisea 1	150	Nov-96	Ene-00	55	11
TGN Central de Camisea 2	150	Nov-96	Ene-01	43	11

Proyecto	MW	1° Proceso en el que aparece	Fecha prevista de ingreso	N° Procesos en los que aparece
C.H. Huanza	86	Nov-01	Nov-04	1
C.H. Marañón	90	Nov-01	Mar-05	2

Fuente: OSINERG - GART, Resoluciones de Tarifas en Barra.

Es oportuno mencionar que la central hidroeléctrica de Yuncán se incluyó por primera vez en el programa de obras correspondiente al proceso que fijó las tarifas a partir de mayo de 1998. Su puesta en marcha estuvo inicialmente programada para abril del 2002, pero fue reprogramada en varias oportunidades habiendo sido incluida hasta 15 veces en los planes de obras, e iniciando operaciones recién en agosto del 2005. El

Proyecto Yuncán se encuentra localizado en el departamento de Pasco, y comprende la construcción de una central con 130 MW de potencia instalada (lo que representa cerca del 2.7% de la potencia instalada a nivel nacional) y la instalación de tres generadores (cada uno de 44.5 MW), que producirán 901 GWh de energía cada año (es decir cerca del 4% de la producción nacional).<sup>42</sup>

De otro lado, las centrales térmicas construidas para utilizar el gas natural de Camisea, fueron incluidas por primera vez en la fijación de tarifas en barra de noviembre de 1996. El inicio de operaciones de la Central de Camisea 1 estaba inicialmente previsto para enero del 2000 y el de la Central de Camisea 2 para enero del 2001, cada una de ellas contaría con una potencia de 150 MW. Estas centrales se incluyeron en cuatro procesos regulatorios consecutivos (noviembre de 1996, mayo y noviembre de 1997 y mayo de 1998), luego fueron retiradas del programa de obras de los tres siguientes procesos, para ser nuevamente incluidas en los procesos siguientes, correspondientes a los períodos entre mayo del 2000 y mayo del 2003. Puesto en otros términos, dichas centrales han sido incluidas en el programa de obras de 11 procesos regulatorios. La entrada de la primera central fue postergada 55 meses y la segunda 43 meses, debido a que el Consorcio Shell-Mobil se retiró del Proyecto Camisea.<sup>43</sup>

Los dos casos reseñados representan situaciones extremas de postergación en la entrada de centrales respecto a las primeras previsiones, por períodos de tiempo claramente prolongados. En ambos casos, sin embargo, existen explicaciones razonables. En la primera se destacan retrasos en los desembolsos de las contrapartidas públicas al préstamo japonés, que dieron lugar a un proceso de

---

<sup>42</sup>. La ejecución del proyecto Yuncán ha demandado una inversión del orden de los 262 millones de dólares. Su construcción se inició en 1997, siendo financiada en un 75% por un préstamo del Japan Bank for International Cooperation (JBIC) a 25 años, y el 25% restante con fondos de contrapartida local. El 6 de febrero de 2004, en subasta pública, la empresa ENERSUR, subsidiaria de la compañía belga Tractebel, recibió la buena pro del contrato de usufructo de Yuncán, con la oferta de 205 millones de dólares, de los cuales 57.6 millones de dólares corresponden al Derecho de Contrato, 124.5 millones de dólares corresponden al Derecho de Usufructo los cuales se pagarán en 17 años y serán destinados al pago al JBIC, y 23 millones de dólares corresponden al aporte social para el desarrollo del departamento de Pasco y serán desembolsados en 17 años. La firma del contrato se realizó el 16 de febrero de 2004, éste permitirá la explotación de la central hidroeléctrica Yuncán por 30 años a partir de su entrega al usufructuario.

<sup>43</sup>. El 17 de mayo de 1996, el Gobierno firmó un contrato con el Consorcio Shell-Mobil para el desarrollo del Proyecto Camisea. Pero debido a una serie de problemas en las negociaciones el Consorcio decide no seguir a la segunda etapa y retirarse del proyecto el 15 de julio de 1998. Entre los puntos de la negociación entre el Estado y el Consorcio que no pudieron ser resueltos se encuentra lo referido a: i) La libre exportación de gas natural a Brasil, ii) Inclusión dentro del desarrollo integrado del proyecto la distribución de gas natural en Lima, iii) Modificación del marco legal eléctrico para traspasar todo el costo del gas al sector eléctrico. El 16 de febrero de 2000, el Consorcio Pluspetrol-Hunt-SK obtuvo la buena pro del campo de Camisea al ofertar una Regalía de 37.24%.

transferencia de dicha central al sector privado, con la obra aún inconclusa. El segundo caso se explica por la ruptura de las negociaciones con la empresa Shell el año 2000, evento que no pudo ser anticipado por ninguno de los agentes del sector.

Se han llegado a discutir diferentes criterios para aprobar la incorporación de centrales en el plan de obras. Entre ellos pueden destacarse el grado de avance de las obras, la disponibilidad de financiamiento, la finalización de los estudios de impacto ambiental correspondientes, y la realización de estudios de viabilidad económico-financiera, incluyendo un análisis de rentabilidad de los proyectos.

Los problemas suscitados en la proyección de la demanda y de la oferta de generación, dieron lugar a algunos intentos de perfeccionar el marco normativo. En efecto, mediante el D.S. N° 010-2004, actualmente derogado, el Ministerio de Energía y Minas modificó algunos artículos del Reglamento de la LCE referidos a los procedimientos utilizados en la proyección de la demanda y la oferta, con el propósito de “reducir la discrecionalidad del regulador”. Así, se estableció que los proyectos con demandas superiores a 10 MW serían considerados por separado en la proyección de la demanda, siempre que cumplan con requisitos y condiciones a aprobarse mediante resolución ministerial. También se aprobaron normas específicas para el tratamiento de la demanda derivada de interconexiones internacionales, como la de Perú con Ecuador.

En el caso del “plan de obras” se estableció que se considerarían factibles de entrar en operación los proyectos de generación y transmisión cuyos títulos no se encuentren en causal de caducidad o cancelación, según corresponda, y que cumplan con los requisitos y condiciones que se aprobarían por resolución ministerial. A su vez se establecía que los requisitos y condiciones para el programa de obras y la proyección de la demanda podían ser revisados por el Ministerio cada dos años, debiendo ser publicados antes del 30 de noviembre del año correspondiente.

Estas normas fueron interpretadas, en su momento, como una intromisión del Ministerio en procedimientos que corresponden al ámbito de competencias del organismo regulador. Al modificarse el reglamento, haciéndolo aún más detallado y específico, se dejaba al OSINERG sin la facultad de establecer sus propios procedimientos regulatorios. El argumento del Ministerio apuntaba en la dirección de complementar el marco legal y reducir la discrecionalidad del regulador. Sin embargo, y en la medida en que el Ministerio asumía la prerrogativa de aprobar nuevos

requisitos y condiciones que afectaban la determinación de las tarifas, no se estaba reduciendo la discrecionalidad en general, sino simplemente trasladándola del ámbito del regulador al ámbito del propio Ministerio.<sup>44</sup> El problema central a dilucidar se refiere entonces a la definición de los límites institucionales que es preciso establecer entre las facultades del organismo regulador y las competencias normativas del ente sectorial.

También ha sido materia de discusión el eventual comportamiento estratégico por parte de las empresas, cuando se trata de informar sobre sus nuevas inversiones y también sobre los incentivos que algunas de ellas tendrían para invertir en nuevas tecnologías como el gas natural, teniendo importantes costos hundidos en centrales hidráulicas y Diesel, las cuales verían reducida su rentabilidad de realizarse estas inversiones (ver Dammert, García y Quiso; 2005). Es por ello que en algún momento se propuso que el plan de obras considerado sea un plan eficiente, de expansión a mínimo costo. Esta opción daba lugar a nuevos interrogantes, por ejemplo sobre el curso de acción más apropiado en caso estas inversiones no llegaran a materializarse. Este tipo de problemas y disyuntivas son frecuentes e inevitables en un sector en el cual es posible la competencia entre generadores, pero que a la vez tiene características de servicio público, como es el caso de la electricidad.

### ***La Experiencia Chilena***

En 1995, con el desarrollo de la industria del gas natural en Chile, surgió la posibilidad de diversificar las fuentes de energía del sistema eléctrico, caracterizado por una elevada dependencia y vulnerabilidad en relación a variables hidrológicas. Para este efecto se promovió la instalación de centrales generadoras a gas natural de ciclo combinado, las que empezaron a funcionar a fines de 1998, con el propósito de cubrir la brecha entre la oferta disponible de energía y una demanda en constante ascenso.

Sin embargo, debido a demoras en el inicio de operaciones de nuevas centrales, a problemas en algunas centrales a carbón, a que se presentó una de las peores sequías en la historia chilena, y debido también a decisiones inadecuadas sobre el manejo de los embalses, en noviembre de 1998 se dio una situación de racionamiento de electricidad. De acuerdo a los resultados de diversos estudios, a pesar de los factores coyunturales indicados, los cortes de energía y el déficit agregado de 450

---

<sup>44</sup> Incluyendo, por ejemplo, la aprobación de los requisitos y condiciones para el tratamiento de los proyectos con demandas superiores a 10 MW.

GWh se podrían haber evitado, si el agua embalsada se hubiese manejado eficientemente, si los reguladores hubiesen utilizado sus atribuciones para mejorar el sistema de precios, o si el ejecutivo no hubiese postergado la decisión de racionamiento por el temor de afectar su imagen.

Algunos autores observan que los problemas centrales que se revelaron en esta crisis fueron: i) la ausencia de un marco regulatorio adecuado a las características de la industria eléctrica en Chile, ii) la debilidad orgánica de las entidades del Estado encargadas tanto de definir y ejecutar las políticas energéticas, como de regular y fiscalizar las actividades del sector, lo que posibilitó la actuación lenta y poco independiente del operador del sistema, y iii) la carencia de una política energética de largo plazo, que trascienda el objetivo único de minimizar los costos de generación. La crisis de 1998 en el sector energético chileno es un ejemplo destacado de cómo los problemas coyunturales pueden poner en evidencia las fallas estructurales de un sistema, en particular su debilidad para atraer inversiones y para permitir un manejo adecuado de los riesgos en el sector,<sup>45</sup> así como la falta de atribuciones del regulador para manejar un problema de escasez (Rozas; 1999).

Otros autores como Fisher y Galetovic (2001) ponen de relieve la existencia de un problema de “*regulatory governance*” en el manejo de la crisis, y destacan la incidencia de la variabilidad hidrológica, del uso inadecuado del agua, y de un sistema muy rígido de precios regulados, todo lo cual dio lugar a racionamientos que podrían haberse evitado. En relación al sistema de precios, destacan su incapacidad de “acomodar” *shocks* de oferta de mediana magnitud, al extremo de enviar señales equivocadas e inconsistentes. Por ejemplo, el precio en barra para los consumidores regulados experimentó una reducción del 25% entre abril de 1998 y abril de 1999, precisamente durante una de las mayores sequías en la historia del país. Al mismo tiempo, el diseño de mercado no permitía a los autogeneradores vender energía al sistema, ni que los generadores negociaran reducciones en el consumo de sus clientes libres, lo cual habría aliviado la presión de la demanda sobre la oferta del sistema. Puesto en términos generales, el sistema de precios no cumplía con una de sus funciones esenciales que es la de transmitir, oportunamente, señales de escasez (o de

---

<sup>45</sup>. Sin embargo, algunos autores como Díaz, Galetovic y Soto (2000) mencionan que el tema de inversión debe analizarse con mayor detalle ya que podría ser más costoso para los usuarios mantener unidades sin que operen, sólo para evitar el racionamiento en una ocasión muy particular como puede ser un año extremadamente seco. En particular, Galetovic, Olmedo y Soto (2002) estiman que el costo de eliminar el déficit de abastecimiento en el SIC sería cinco veces mayor que el costo de falla estimado.

abundancia, de ser el caso) y por tanto no permitía una gestión adecuada de la demanda.<sup>46</sup>

La rigidez fundamental del sistema de precios utilizado en Chile sólo permite una respuesta muy parcial y de mediano plazo a los cambios en la oferta eléctrica - mediante la revisión tarifaria semestral - y obliga a un racionamiento que no depende de la disponibilidad a pagar de los agentes. Además, los problemas de “governancia” (“*governance*”) habrían impedido una reacción más oportuna a fin de prevenir las interrupciones en el suministro de electricidad. Al respecto los autores citados recomiendan que los países con estructuras institucionales débiles, dependan en la mayor medida posible de reglas de mercado, a fin de asignar claramente los derechos de propiedad ex-ante y, para que los precios y condiciones de suministro sean libremente negociados por las partes.

### ***Evaluación***

El análisis de las secciones anteriores presenta evidencia que confirma, al menos parcialmente, las hipótesis explicativas formuladas en este trabajo. En efecto, los problemas centrales que se observan en la actualidad, y que se expresan en la debilidad de los incentivos de los generadores para contratar a precios regulados, así como en la percepción de una pérdida de dinamismo de la inversión, en un contexto de una demanda creciente, no responden única ni principalmente a factores externos al sector, sino que más bien tienen su origen en el diseño institucional y en el propio diseño del mercado eléctrico peruano, que tiene como componente central de la formación de precios a un proceso administrativo.

Este diagnóstico es compartido por importantes estudios como el realizado por Spiller et al (2004), el cual concluye que el modelo peruano si bien intenta proteger a los consumidores carece de una filosofía de mercado adecuada, en la medida en que los precios de energía y de potencia no reflejan adecuadamente las señales de escasez. Un aspecto central del problema ha sido que los precios en barra se estimaban como una proyección para los próximos cuatro años, lo cual frecuentemente daba lugar a marcadas divergencias entre el costo real de suministro y el precio en barra. En consecuencia, el sistema resultaba “sobre expuesto” a medida que la demanda no

---

<sup>46</sup>. Un problema adicional aunque específico al caso chileno estuvo referido a que las compensaciones establecidas para los usuarios estaban limitadas, lo cual creó un vacío en el sistema de precios y llevó a reclamaciones de los generadores que eran compradores netos del sistema por no ser compensados.

respondía a condiciones de escasez, lo cual se expresaba en un deterioro de los flujos de caja de los generadores, por las pérdidas en que incurrían al comprar a precios “*spot*” elevados.

En este contexto, inevitablemente se generan incentivos distintos para la contratación entre generadores y distribuidores. El paliativo adoptado ha sido que las generadoras estatales respondan cubriendo los retiros sin contrato de las distribuidoras en un primer momento y que, luego, estos sean socializados entre los generadores con un criterio que no es eficiente como es el reparto en proporción a su potencia firme. Una solución adecuada debería incluir un análisis sobre que magnitud de las fluctuaciones de precios sería eficiente que asuman los usuarios finales o si sería suficiente el fomento de instrumentos financieros o de otro tipo que permitan un mejor manejo de estos riesgos a los generadores.

Debe destacarse que la rigidez de las tarifas transferidas a los usuarios finales no sólo explica parte de la crisis de abastecimiento experimentada en Chile, sino también experiencias similares como la crisis del mercado de California del 2000, donde en la reforma de 1998 se fijó un precio máximo que las “*utilities*” podían cobrar a los usuarios, pero al mismo tiempo se les obligó a estas empresas a realizar todas sus compras de energía a un precio “*spot*” desregulado. En el año 2000 en un contexto de crecimiento de la demanda, restricciones ambientales a nuevas inversiones, e incrementos en el precio del gas natural, entre otros, desencadenó una crisis de grandes proporciones. Esta crisis estuvo relacionada en gran medida a la creciente diferencia entre el precio de la energía en el mercado mayorista y el precio de venta al consumidor final, lo que provocó pérdidas financieras muy elevadas a las empresas distribuidoras y la necesidad de la intervención gubernamental para garantizar el suministro de electricidad.

Es posible afirmar que existen algunos rasgos comunes entre la situación actual del sector eléctrico peruano y el contexto previo a las crisis en Chile y California. Sin embargo, también es preciso reconocer que en el caso peruano estos rasgos son de alguna manera incipientes y están claramente limitados, debido a la existencia de contratos de largo plazo entre distribuidoras y generadoras en el mercado regulado, y de contratos entre grandes clientes y empresas generadoras, o distribuidoras, en el mercado libre.

La fijación administrativa de precios lleva a la necesidad de proyectar la oferta y la demanda, anteriormente para los próximos cuatro años, ahora para los siguientes dos años. La discrecionalidad de este proceso ha generado un problema de credibilidad sobre las tarifas en barra para los agentes del sector. Sin embargo, la evidencia respecto a la evolución de las tarifas en barra, los precios “*spot*”, y los precios libres, así como las proyecciones pasadas del plan de obras y la propia evidencia de problemas similares en la experiencia chilena, parecen mostrar que tanto los problemas de liquidez en el mercado de contratos a precios en barra, como la debilidad de la inversión, no pueden atribuirse a un sobredimensionamiento de la discrecionalidad del regulador, ni a criterios políticos de corto plazo en la regulación de las tarifas, sino más bien al hecho de que el mercado depende demasiado de decisiones administrativas, y al propio diseño de mercado que tiene limitaciones para un adecuado manejo de los riesgos comerciales. En este contexto, la actuación del regulador está sujeta a los criterios y procedimientos estipulados en la Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento. Ellos solamente pueden ser modificados por una ley del congreso, o en algunos aspectos más particulares por el Ministerio de Energía y Minas a través de un decreto supremo.

Es por consideraciones de esta naturaleza que en el estudio de Spiller y Tommasi (2003) y en el presente estudio se propone un rediseño del marco regulatorio de la generación y del mercado eléctrico peruano, a fin de incrementar la flexibilidad en las transacciones, permitir un mejor manejo de riesgos - actualmente cargados principalmente a los generadores - y en última instancia, para que el proceso de formación de precios responda en mayor medida a mecanismos de mercado.

Entre los mecanismos que podrían adoptarse para un mejor manejo de riesgos, se destacan las siguientes: i) transferir en mayor medida las señales de escasez a los usuarios finales y a las empresas distribuidoras, a efectos de que el sistema pueda acomodar mejor los “*shocks*” de demanda, sobre todo en contextos de crisis, ii) utilizar instrumentos financieros como opciones de compra de capacidad, que permitan manejar los riesgos de comprar energía en el mercado “*spot*”, controlando al mismo tiempo el precio máximo que se tendría que pagar en estos casos, lo cual puede operar, posteriormente, como un mecanismo de remuneración de la capacidad, y iii) establecer derechos financieros de transmisión que permitan un mejor manejo de la congestión, la cual constituye un riesgo adicional a la realización de transacciones en el mercado eléctrico.

## ***Cambios Institucionales y Medidas Recientes***

De acuerdo a los criterios de fijación de tarifas, en los próximos años debería esperarse la entrada paulatina de centrales a gas natural, lo cual debe reconfigurar el parque generador. Sin embargo, existe actualmente cierta preocupación acerca de la magnitud y del tiempo de ejecución y maduración de estas inversiones, teniendo en cuenta que desde el año 2004 se han empezado a manifestar una serie de problemas en el sector eléctrico. La entrada de nuevas centrales dependerá, en buena medida, de la percepción de incertidumbre en el sector eléctrico peruano. Se espera que las inversiones sean el resultado de la participación de nuevos inversionistas, toda vez que los generadores establecidos tienen incentivos muy débiles para expandir su capacidad, debido a que ello se traducirá en una reducción de las rentas de escasez para sus inversiones hundidas, en particular en centrales hidroeléctricas propiciadas por la fijación de precios, basada en los costos marginales de suministro. En este estudio hemos mostrado que una de las fuentes centrales de incertidumbre, se encuentra en el diseño institucional del sector y más específicamente en el diseño del mercado eléctrico peruano.

Los problemas que han venido experimentando las empresas distribuidoras para renovar sus contratos destinados al servicio público, así como la necesidad de garantizar cierta continuidad en las inversiones y de evitar los riesgos de interrupciones en el servicio, han inducido algunos cambios en el marco normativo dirigidos a llenar los principales vacíos. Así, a fines del 2004 se modificaron las normas referidas a las causales de caducidad de las concesiones y al procedimiento a utilizarse en la fijación de las tarifas en barra.<sup>47</sup>

En lo referente a la caducidad de las concesiones, se ha incorporado como una de las causas el reiterado incumplimiento en el pago por el abastecimiento de energía y la no realización de estudios o la ejecución de las obras establecidas en los contratos de concesión. A su vez se ha suspendido, hasta el 31 de diciembre de 2007, la aplicación de la causal de caducidad a las distribuidoras que no cuenten con contratos de suministro para los próximos 24 meses. De otro lado, se han aprobado modificaciones a los plazos y procedimientos a seguirse en la fijación de las tarifas en barra. En primer lugar, se establece que el COES proyectará la oferta y demanda para un período de menor duración (los próximos 24 meses, en lugar de los 48 meses

---

<sup>47</sup>. Ver al respecto la Ley de N° 28447, promulgada el 30 de diciembre de 2004, que modifica varios artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas.

contemplados en la norma anterior), y que en esta proyección se considerará como constantes tanto la oferta como la demanda extranjeras, sobre la base de las transacciones históricas del último año.

Asimismo, se ha establecido que el proceso de fijación de tarifas en barra se realizará una vez al año, antes del 30 de abril, y que en el cálculo de las tarifas de energía se considerarán los costos marginales proyectados para los próximos 24 meses, y además los costos de los 12 meses anteriores, considerando la oferta y demanda realmente registrada en este período. Ambas proyecciones se actualizarán al 31 de marzo del año correspondiente. Por último, en la disposición final de la norma se establece la creación de una Comisión para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, que tenía un plazo hasta el 30 de junio de 2005 para presentar un proyecto de ley que sería sometido a la aprobación del Congreso de la República.

Los mecanismos adoptados se orientan a garantizar la provisión de electricidad permitiendo el retiro de energía incluso sin contratos, cuyos montos serán depositados en una cuenta bancaria y luego repartidos entre los generadores por el COES, y a la reducción del margen de incertidumbre y potencial discrecionalidad que existía con un mecanismo tarifario que implicaba proyectar variables para los próximos cuatro años, sustituyéndolo por dos años, e introduciendo un mecanismo de corrección ex-post como es la revisión de las tarifas en base a la oferta y demanda real del año inmediatamente anterior. La reducción del horizonte de proyección también permitiría disminuir los riesgos de conducta estratégica orientada a postergar inversiones por parte de los generadores establecidos, los cuales se verían afectados por la entrada del gas natural.

De esta forma, en la actualidad se vienen discutiendo una serie de opciones de reforma del sector, que van desde un nuevo diseño de la organización del sector y del marco regulatorio, en la perspectiva de adoptar mecanismos de mercado en reemplazo de la intervención administrativa, hasta la utilización de mecanismos híbridos o heterodoxos como, por ejemplo, un esquema de subastas de capacidad, administrado por el Estado, que permita una entrada más ordenada de nuevos inversionistas. Los precios correspondientes a estas transacciones se determinarían en las subastas, y permanecerían fijos por un plazo determinado.

Este último esquema es utilizado en países como Brasil, Francia y México, y ha probado ser exitoso en la atracción de inversiones. Puede advertirse que estos países

tienen en común el hecho de que el proceso de reformas en el sector eléctrico aún se encuentra en una etapa intermedia, que podría considerarse equivalente a un esquema de “Comprador Único” (“*Single Buyer*”). Bajo este esquema, el Estado asume un rol planificador, de manera que las compras de capacidad proceden de forma centralizada. Esto permite generar un esquema de transferencias de los diferentes costos a los usuarios, garantizando a su vez la recuperación de las inversiones en nueva capacidad. La adopción de este esquema ciertamente facilita la entrada, reduciendo riesgos, y permite a la vez cierto nivel de competencia en las subastas. Sin embargo su adopción podría ser interpretada como un retroceso respecto a esquemas más avanzados, como aquellos asociados a la creación de mercados mayoristas competitivos, donde los generadores más bien compiten “en” los diferentes mercados y no “por el mercado”.<sup>48</sup>

De otro lado, es oportuno advertir que si bien la organización de un mercado mayorista competitivo permite una mayor flexibilidad respecto a un esquema de subastas - en el cual, por ejemplo, los precios ofertados podrían quedar fijos durante períodos de 5 a 10 años, impidiendo la absorción de “*shocks*” y generando situaciones ineficientes (Williamson; 1985) - también requiere de una estructura más compleja y de un rediseño de los mercados y las instituciones existentes.

En términos generales estas reformas orientadas hacia la creación de mercados mayoristas más dinámicos involucran la creación de diferentes mercados (de día previo, de servicios complementarios, de transacciones en tiempo real), el uso de sistemas de precios nodales e instrumentos financieros como los derechos financieros de transmisión. También puede mencionarse el reemplazo del COES por un operador independiente, encargado de garantizar la confiabilidad del suministro, la introducción de un operador de los mercados, y finalmente, pero no por ello menos importante, la modificación del esquema de remuneración de la capacidad.<sup>49</sup> Sin embargo, y como

---

<sup>48</sup>. En caso de Brasil el esquema de subastas de capacidad fue implementado paulatinamente, y su objetivo era facilitar el financiamiento de las inversiones mediante la garantía de un contrato de suministro. Sin embargo, problemas en el diseño hicieron que en el año 2001 hubiera racionamiento debido principalmente a que la capacidad real de los generadores fue menor a la certificada. Posteriormente se reformó el esquema estableciendo licitaciones obligatorias con un precio de reserva, a un plazo de ocho años, y donde el respaldo de capacidad sería provisto exclusivamente por nuevos proyectos. Los precios obtenidos han estado entre US\$ 30 y US\$ 40 por MWh, aunque en la actualidad se espera un exceso de capacidad debido a un crecimiento más moderado de la demanda (ver Pereira y Barroso; 2004, y Business News Americas; 2005).

<sup>49</sup>. Esta remuneración de capacidad debería pasar paulatinamente de ser un componente fijo basado en la recuperación de costos a un esquema asociado a la confiabilidad del suministro, puede suponer una etapa intermedia donde se genere un sistema de requerimientos de capacidad, donde las generadoras contraten capacidad más reserva, para pasar paulatinamente a un esquema donde el pago de capacidad

nota de cautela, es preciso reconocer que si bien estos esquemas vienen siendo perfeccionados luego de las experiencias de reforma,<sup>50</sup> aún no han sido suficientemente probados como eficientes, ni garantizan que el servicio se provea en condiciones adecuadas, particularmente en lo que se refiere a precios razonables y a garantías que aseguren su continuidad (Finon; 2003).

A nivel internacional, los problemas observados en experiencias como las de California, cuyo sistema colapsó y aún se encuentra en reestructuración, y la de Reino Unido donde, pese a los éxitos iniciales de la reforma del 2001, hay evidencia de dificultades para atraer inversiones, han reabierto la discusión sobre la mejor forma de organizar el sector eléctrico, especialmente en lo que se refiere a la participación relativa que deben tener las diferentes instituciones gubernamentales y privadas, y a la forma de utilizar los mecanismos de mercado (Finon; 2003).

Recientemente, el Congreso de la república del Perú encargó a una Comisión la tarea de proponer medidas para garantizar la suficiencia del suministro de electricidad y para permitir un desarrollo eficiente del sector. El proyecto de Ley elaborado por esta Comisión, incluye también mecanismos dirigidos a mejorar las condiciones de contratación entre generadores y distribuidores.<sup>51</sup> Así, se propone un sistema de certificación de energía y potencia disponible, de acuerdo a procedimientos técnicos vigentes, que respalde la realización de contratos de suministro y permita al regulador monitorear la evolución del mercado a fin de reducir el riesgo de racionamiento y facilitar la solución de problemas para contratar energía.

La medida principal es la organización de licitaciones de la demanda no contratada para los tres años siguientes. Este mecanismo busca facilitar el cierre de contratos y fomentar la inversión en capacidad en condiciones de competencia, haciendo posible la participación no sólo de los operadores actuales sino también de los potenciales. Como se comentó, su limitación es que puede generar problemas de inflexibilidad y, dependiendo de las sendas de precios que se obtengan, puede dar lugar a controversias y cuestionamientos “*ex post*”. Por eso debe ir acompañado de

---

se obtenga como el producto de la valorización de una opción de compra de energía a un precio prefijado y donde corresponda al riesgo de los generadores por ofertar energía a un precio que no puede superar un límite máximo preestablecido (Oren; 2004).

<sup>50</sup>. Al respecto se destacan algunos consensos sobre los atributos centrales de la arquitectura institucional y de diseño del mercado, como aquellos incluidos en la propuesta de “Diseño de Mercado Estándar” (“*Standard Market Design*”) elaborada por la “*Federal Energy Regulatory Commission*” (FERC).

<sup>51</sup>. “Ley Para Asegurar El Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica” (Comisión MINEM - OSINERG, 2005).

mecanismos de certificación de la capacidad y de penalidades adecuadas en caso de incumplimiento, a fin de evitar interrupciones en el suministro de energía.

En cuanto a las medidas de administración de riesgos, se propone que en los contratos se especifiquen niveles máximos de error en los requerimientos de capacidad y se establezca la compra en bloques de energía, abandonando paulatinamente el esquema de contratos “*Full Requirement*”. Esto permitirá que las empresas distribuidoras asuman el riesgo de comprar a precio “*spot*” y de vender a precio en barra, cuando sus errores en predecir la demanda superan estos límites máximos. A su vez, se propone el acceso de los clientes libres al mercado “*spot*”, a fin de que puedan racionalizar su consumo y vender al mercado “*spot*” cuando esta opción resulta económicamente atractiva. Esta medida permitirá alcanzar una mayor eficiencia en el despacho, y a la vez generará una respuesta más adecuada de la demanda en contextos de escasez.

En el proyecto se proponen, además, una serie de medidas complementarias como la reestructuración del COES, en la dirección de constituirlo como un operador independiente del sistema. También se contempla la revisión de los mecanismos de remuneración de la transmisión, a fin de que los problemas de congestión no se conviertan en un obstáculo para el suministro eficiente de electricidad.

## **VII. Conclusiones y Comentarios Finales**

Uno de los problemas centrales del desarrollo del sector eléctrico en el contexto actual, es la debilidad de la inversión en generación, que contrasta con el crecimiento sostenido de la demanda durante los últimos años. Este problema se puso en evidencia cuando las condiciones hidrológicas adversas experimentadas en el año 2004, provocaron un crecimiento sustantivo de las tarifas en el mercado “*spot*”. Además, dicho crecimiento tuvo lugar en un contexto de elevadas expectativas de reducción en las tarifas, como resultado de la reducción esperada en los costos de generación, atribuida a la llegada a Lima del gas de Camisea.

Si bien los aumentos de precios del año 2004 pueden efectivamente asociarse a un año hidrológico seco, este estudio ha mostrado que la problemática de la inversión tiene raíces más profundas, las cuales se pusieron en evidencia con las dificultades

experimentadas por las empresas distribuidoras en la firma de contratos, incluso antes del 2004.

Se han analizado distintos factores que pueden explicar estas dificultades. La inversión en generación de electricidad involucra costos hundidos elevados, y tiene lugar en un marco constituido por un complejo conjunto de reglas, las cuales afectan tanto los incentivos de las empresas como sus mecanismos de cobertura de riesgos. En este marco hay dos factores especialmente relevantes, el primero se refiere a los diferentes mecanismos de ejercicio de poder de mercado y, el segundo a los eventos, las conductas, y los procedimientos que generan incertidumbre. Entre estos últimos hemos privilegiado la incidencia de los problemas institucionales, que son especialmente agudos en economías en vías de desarrollo, también los diferentes “*shocks*” sobre la oferta o la demanda y los problemas más específicos de diseño del mercado eléctrico.

Hemos encontrado que los problemas de inversión en el sector eléctrico no pueden atribuirse a un deterioro institucional, ni a una pérdida de credibilidad de los organismos normativos y reguladores. Por un lado, la evolución de la economía peruana durante el período 2001 - 2005 ha sido bastante favorable no sólo en lo que se refiere a los indicadores y agregados macroeconómicos (PBI, exportaciones, nivel de reservas, déficit fiscal, presión tributaria, inversión, nivel de precios), sino también en la percepción de riesgo por parte de los inversionistas, lo cual se observa en la evolución de indicadores como el riesgo país que ha venido alcanzando niveles mínimos históricos. Por otro lado, diversas modificaciones en el marco normativo han elevado la autonomía de los organismos reguladores, y simultáneamente los han sujetado a estándares más exigentes de transparencia y rendición de cuentas en los procesos de regulación.

Al mismo tiempo, si bien se espera una reconfiguración progresiva del parque generador, con una participación creciente de las centrales a gas natural (lo cual es consistente con un sistema de precios basado en costos marginales de energía y de potencia, como el adoptado en el Perú), el grado de incertidumbre sobre la rentabilidad de las inversiones en estas centrales a gas natural, es más alto de lo que se esperaba. Al respecto, las simulaciones realizadas muestran una alta sensibilidad de la participación de las centrales a gas natural en el parque generador (a ciclo simple y combinado) ante “*shocks*” de oferta, como los provocados por cambios en los precios

de los combustibles y en los costos de instalación de las centrales hidráulicas, entre otros (Gallardo, García y Pérez - Reyes; 2005).

En el presente documento se ha incorporado en estas simulaciones el efecto de cambios en el costo del capital, con el propósito de examinar el impacto de la percepción de riesgo de los inversionistas, y su interacción con otros tipos de “*shocks*”. Asumiendo una distribución asimétrica en el costo del capital, un supuesto usual para países en vías de desarrollo, se aprecia que las centrales a gas natural, de ciclo simple y combinado, podrían llegar a ser las únicas tecnologías atractivas para costos de capital mayores a un 13%. De otro lado, a medida que disminuye el costo del capital, la participación de estas centrales en el parque va reduciéndose. Así, para un costo del capital de 8% alcanzan una participación cercana al 30%. El resto es cubierto por centrales hidráulicas, lo cual se explica por la mayor importancia relativa de los costos fijos en la generación hidráulica y la incidencia que tiene una reducción de los costos financieros en sus costos totales.

Si se incorpora en el análisis la interacción de cambios en el costo del capital con otros factores, se aprecia que reducciones en el precio del petróleo, al cual está vinculado el precio en boca de pozo del gas natural, pueden desplazar significativamente la distribución del peso relativo de estas centrales. A modo de ejercicio, una reducción del 20% en el precio del petróleo haría que la participación de las centrales a ciclo combinado se ubique en un rango del 60% al 80%. Paralelamente, una reducción similar en el costo de inversión de las centrales hidráulicas - que podría resultar de cambios tecnológicos - reduciría significativamente la participación de las centrales a ciclo combinado. Por ejemplo, una reducción en el costo del capital del 20% - es decir, acercándose al rango de un millón de dólares por MW - tendría como correlato una participación en el parque generador de 0 a 20%.

A su vez, los cambios en el patrón de demanda también tienen un efecto sobre la configuración del parque generador, aunque su magnitud es comparativamente menos significativa. Esto se explica porque en el Perú ya se ha experimentado un cambio apreciable en el patrón de consumo, se ha incrementado el factor de carga del SEIN, que actualmente bordea el 80%, y en muchos casos las demandas a lo largo del día muestran una baja elasticidad de sustitución. Más específicamente, un “achatación” en la curva de duración, hace más atractivas a las centrales con costos variables bajos, aún si operan con mayores costos fijos, lo cual favorece, en primer lugar, a las centrales hidráulicas de costos razonables, que pueden funcionar de forma estable a

lo largo de todo el año. El análisis de la incidencia de todos estos factores, pone en evidencia la gran incertidumbre que existe sobre la configuración del parque generador en el largo plazo.

Además de los factores mencionados, el estudio ha puesto en relieve los problemas de diseño de mercado y las limitaciones del marco regulatorio peruano, especialmente en lo que se refiere a las facilidades para la firma de contratos y para el manejo de “*shocks*” de oferta, de corto y mediano plazo, lo cual también introduce incertidumbre sobre la variabilidad del flujo de caja de los inversionistas. Se ha encontrado que los problemas de las distribuidoras para renovar sus contratos de suministro, a tarifas en barra, así como la relativa reducción en el dinamismo de las inversiones, no se explican únicamente por dificultades coyunturales, sino que también revelan problemas en la organización y en el diseño del sector. Estos problemas se expresan en la rigidez del sistema de precios, el cual no permite suavizar el impacto de “*shocks*” de oferta importantes como los provocados por un año seco. Estos “*shocks*” inciden en los precios “*spot*” pero no afectan las tarifas en barra, lo cual provoca que los generadores con contratos vigentes queden sobreexpuestos y sin mecanismos de control sobre sus precios de compra.

Al parecer, esto debilita los incentivos a firmar contratos a tarifas en barra, y por tanto reduce la contribución de estos contratos como mecanismos que, en otras circunstancias, facilitarían las inversiones en una actividad caracterizada por una participación importante de costos hundidos. Estos problemas tienen lugar en el contexto de una discusión más amplia y abierta, a nivel internacional, sobre la mejor forma de organizar la provisión del servicio eléctrico, específicamente en lo que se refiere a la importancia relativa que deben tener las estructuras jerárquicas, incluyendo la participación del Estado, en relación a los mecanismos de mercado.

Los problemas derivados de la percepción de riesgo sobre el cálculo administrativo de las tarifas ciertamente explican, en parte, las dificultades que las empresas distribuidoras enfrentan para cerrar contratos de suministro. Al respecto se vienen evaluando algunas modificaciones en el marco regulatorio, como la introducción de un esquema de licitación con precios fijos, en la perspectiva de reducir la incertidumbre y estimular las inversiones. Sin embargo estos cambios no resultan suficientes, y es preciso considerar la adopción de otros mecanismos como la creación de un fondo de estabilización de precios, nuevas reglas de traspaso (“*passtrough*”) de los costos a las tarifas en barra, la difusión de instrumentos financieros que permitan un mejor manejo

de riesgos, y la estandarización de los contratos de suministro por bloques de energía y potencias máximas, que reduzcan el riesgo asumido por los generadores en los contratos de requerimiento pleno (“*full requirement*”).

Debe mencionarse, además, que el mecanismo de las licitaciones plantea una disyuntiva o “*trade off*” entre, por un lado, lograr ganancias de “credibilidad” y, por el otro, asumir las consecuencias de la “rigidez” que supone el reconocimiento de un precio fijo por un período de tiempo relativamente largo. Al mismo tiempo su utilización supone un mayor compromiso por parte del Estado en la planificación y reconocimiento de las inversiones, con lo cual el esquema vigente se acerca más al sistema de “comprador único”. Esta opción debe compararse con otras alternativas, como la de avanzar en el rediseño del mercado mayorista, a fin de permitir una mayor flexibilidad y de facilitar, al mismo tiempo, intervenciones más eficaces por parte del regulador. Sin embargo, todo esto requiere de la creación de nuevas instituciones y de una reorganización más integral y comprehensiva del sistema eléctrico peruano.

Siempre es posible considerar cambios menos dramáticos dirigidos a reducir, a corto plazo, el número y la intensidad de las controversias entre los generadores y el regulador, referidas a las diversas metodologías y procedimientos de determinación de las tarifas. En esta dirección se encuentran las recientes medidas adoptadas que redujeron el horizonte de proyección de las tarifas en barra a dos años, con un ajuste de acuerdo a la demanda y la oferta realizadas el año anterior. Ellas podrían complementarse con la revisión de los criterios y procedimientos para aprobar la incorporación de proyectos en el plan de obras, con la modificación de la fórmula utilizada para calcular el precio de potencia, y con otras medidas ya mencionadas anteriormente, dirigidas a fomentar un mejor manejo de los riesgos. El proyecto de ley elaborado recientemente incorpora, parcialmente, sólo algunas de estas medidas, privilegiando aspectos vinculados al riesgo regulatorio, y donde la adopción del mecanismo de licitaciones constituye la medida más importante. Quedan aún vacíos importantes que el proyecto en cuestión pasa por alto, especialmente en el ámbito del diseño de mercado y del manejo de riesgos, los cuales ciertamente afectan las decisiones de contratación y de inversión de las empresas.

Este estudio se ha concentrado precisamente en examinar, a parte de la incertidumbre de largo plazo generada por cambios en la oferta y demanda, la incidencia de factores relacionados al marco institucional y al diseño de mercado, en un contexto regulatorio como el peruano, caracterizado por un alto grado de intervención administrativa en el

proceso de formación de precios y contratos, poniendo en relieve su impacto en las decisiones de inversión de los agentes y sus decisiones de contratación. Los sistemas de regulación están generalmente expuestos a diversas fuentes de incertidumbre, pero en el caso específico examinado se observa un mayor riesgo de que las decisiones se politicen y que los agentes estén más expuestos a decisiones discrecionales del organismo regulador. A su vez, la rigidez del diseño de mercado genera una serie de problemas de manejo de riesgos que afectaría la política de contratación de las empresas del sector.

De otro lado, en otros documentos se han examinado también las motivaciones y consecuencias del ejercicio de poder de mercado en sus diferentes formas sobre los precios y la inversión. La revisión de las experiencias históricas correspondientes a la primera reforma inglesa y a la crisis de California, ofrece muchas lecciones al respecto. Es oportuno recordar que la regulación y el diseño de mercado establecen un conjunto de reglas de juego, y que en este contexto los operadores buscan maximizar sus beneficios. En el caso peruano, si bien los operadores no cuentan con algunos instrumentos de control y, en particular, no pueden ejercer directamente su poder de mercado a través de los precios, si pueden hacerlo indirectamente mediante su política de inversiones. En el esquema marginalista vigente, donde los precios en barra se fijan en base a las proyecciones de costos marginales de los próximos 24 meses, es racional para una empresa monopólica, o para un grupo de empresas que se coluden, restringir sus inversiones y afectar de esta forma los precios (Dammert, García y Quiso; 2005). Bajo estas condiciones, si bien la trayectoria de la inversión se encuentra a un nivel superior a la que corresponde a un monopolio desregulado, estará siempre por debajo de la que se obtendría con un planificador eficiente, que maximiza el bienestar social.

Además de los factores asociados a la incertidumbre y al ejercicio del poder de mercado, existen otros procesos que también afectan la inversión y que no han sido examinados en este trabajo. Entre ellos se destacan las percepciones de riesgo sectorial por parte de los bancos de inversión y de otras instituciones financieras, así como la existencia de oportunidades más atractivas de inversión en otras regiones, como puede ser el caso del Asia y de Europa del Este. Por último, también deben mencionarse variables que es difícil incorporar en los modelos, pero que ciertamente afectan las expectativas de los inversionistas. Por ejemplo, la reducción esperada de precios de electricidad asociada a la maduración del proyecto del gas de Camisea, puede haber retrasado las inversiones, con la consecuencia de estrechar los

márgenes de reserva del sistema. Algo similar sucedió en California el año 2000, donde la reducción esperada de precios generó un retraso de las inversiones, en un contexto caracterizado por la existencia de barreras a la entrada. Bajo estas condiciones, el crecimiento no esperado de la demanda precipitó una de las crisis más importantes de los últimos años en el sector eléctrico.

El éxito de las reformas que se vienen actualmente diseñando para resolver los problemas del sector eléctrico peruano dependerá en gran medida de su efectividad en resolver los graves problemas identificados en este trabajo. Los cambios normativos de los últimos años han fortalecido los sistemas de regulación, de manera que hoy existen condiciones más favorables para elevar esta efectividad, aunque pareciera necesario iniciar reformas al mercado mayorista más allá incluso de las establecidas en el Libro Blanco.

En particular, el sector recibirá el impacto generado por el desarrollo de la industria del gas natural, lo que obliga a evaluar el riesgo de las inversiones con esta tecnología en el sector eléctrico, en particular la sensibilidad de la inversión en centrales a gas natural, frente a cambios en el costo del capital, el precio del petróleo y la existencia de centrales hidráulicas baratas, así como el rol de los contratos, y las consecuentes modificaciones en el diseño de mercado y marco regulatorio, para que puedan constituirse en un mecanismo efectivo para viabilizar inversiones.

## **VIII. Referencias**

- Arellano, S. (2004a). "Reformando el sector eléctrico chileno: Diga NO a la liberalización del mercado spot". Universidad de Chile (mimeo).
- Arellano, S. (2004b). "Market Power in Mixed Hydro-Thermal Electric Systems". Universidad de Chile (mimeo).
- Arellano, S. y P. Serra (2005). "Market Power in Price - Regulated Industries" Centro de Economía Aplicada - Universidad de Chile (mimeo).
- Bergara, M.; W. Hennisz y P. Spiller (1997). "Political Institutions and Electric Utility Investment: A Cross - Nation Analysis". The Program on Workable Energy Regulation. University of California Energy Institute (mimeo).
- Berg, S. (2003). "Institutional Requirements for Second - Generation Regulatory Reform", Public Utility Research Center.

- Borenstein, S. y J. Bushnell (1998). "An empirical analysis of the potential of market power in California". NBER, Working Paper 6463.
- Borenstein, S. (1999). "Understanding Competitive Pricing and Market Power in Wholesale Electricity Markets". University of California Energy Institute, PWP-067.
- Burns, P. y Ch. Riechmann (2004). "Regulatory Instruments and their Effects on Investment Behaviour". World Bank Policy Research Working Paper 3292.
- Business News Americas - Energy Intelligence Series (2005). "Electricidad Brasileña: ¿por qué la prisa?".
- Chisari, O. y M. Rodríguez-Pardina (1998). "Algunos determinantes de la Inversión en Infraestructura en la Argentina". Buenos Aires: CEER-UADE.
- Chong, A.; A. Izquierdo y A. Micco (2003). "Corporate Governance and Private Capital Flows to Latin America". Working Paper 482. Inter-American Development Bank.
- Comisión MINEM - OSINERG creada por Ley N° 28447 (2005). "Libro Blanco. Proyecto de Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica".
- Creti, A. y N. Fabra (2003). "Capacity Markets for Electricity" (mimeo).
- Dammert, A.; J. Gallardo y R. García (2005). "Reformas Estructurales en el Sector Eléctrico Peruano". Documento de Trabajo N° 5, Oficina de Estudios Económicos - OSINERG (mimeo).
- Dammert, A.; R. García y L. Quiso (2005). "Dinámica de la Inversión en la Actividad de Generación Eléctrica en el Perú" (mimeo).
- De la Cruz, R. y R. García (2003). "La Problemática de la Actividad de Transmisión de Energía en el Perú: Algunas Opciones de Política" Consorcio de Investigación Económica y Social - Proyecto Breve N° 108.
- Decreto de Urgencia N° 007-2004. Decreto de Urgencia que resuelve contingencia en el mercado eléctrico originada por la existencia de empresas concesionarias de distribución sin contratos de suministro de electricidad.
- Decreto Supremo N° 010-2004-EM. Modificación de los artículos 119° y 123° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Díaz, C.; A. Galetovic y R. Soto (2000). "La Crisis Eléctrica de 1998 - 1999: causas, consecuencias y lecciones" (mimeo).
- Estache, A. y M. Pinglo (2004). "Are returns to private infrastructure in developing countries consistent with risks since The Asian Crisis". World Bank Policy Research Working Paper 3373.
- Estrada, J. (2000). "The cost of equity in emerging markets: a downside risk approach" en Emerging Markets Quarterly, Fall.

- Finon, D. (2003). "Incentivos para la inversión en las industrias eléctricas liberalizadas del Norte y el Sur: la necesidad de arreglos institucionales adecuados". Documento elaborado para el Coloquio "Energía, Desarrollo y Reformas Estructurales". UNAM, México, 5 al 7 de noviembre del año 2003.
- Fischer, R. y A. Galetovic (2001). "Regulatory Governance and Chile's 1998-99 Electricity Shortage", World Bank Institute, Policy Research Working Paper 2704.
- Galetovic, A.; C. Olmedo y H. Soto (2002). "Estimación del costo social de eliminar los déficits de abastecimiento eléctrico en el SIC" (mimeo).
- Gallardo, J. (2000). "Privatización de los Monopolios Naturales en el Perú: Economía Política, Análisis Institucional y Desempeño". CISEPA, Documento de Trabajo N° 188.
- Gallardo, J. (2004). "Los Mitos de la Privatización" (mimeo).
- Gallardo, J.; R. García y R. Pérez-Reyes (2005). "Problemática de la Inversión en el Sector Eléctrico Peruano". Documento de Trabajo N° 3. Oficina de Estudios Económicos - OSINERG (mimeo).
- Gallardo, J. y R. Pérez-Reyes (2005). "Diseño Institucional y Desconcentración de Funciones de OSINERG." Documento de Trabajo N° 9, Oficina de Estudios Económicos del OSINERG (mimeo).
- Gallardo, J. y S. Dávila (2002). "Fusiones Horizontales en la Actividad de Generación en el Sector Eléctrico Peruano". Documento de Trabajo N° 2, Oficina de Estudios Económicos - OSINERG.
- García, R. (2004). "Manejo de Riesgos en el Sector Eléctrico". Presentación Oficina de Estudios Económicos del OSINERG (mimeo).
- Green, R. (1996). "Increasing Competition in the British Electricity Spot Market". Journal of Industrial Economics, Vol. 44, Issue 2, pp. 205-216.
- Green, R. y D. Newbery (1992). "Competition in the British Electricity Spot Market". The Journal of Political Economy, Vol. 100, Issue 5, pp. 929 - 953.
- Grimston, M. (2005). "Generating Profits? Can Liberalized Markets fit the Electricity Bill?". Royal Institute of International Affairs.
- Griffith-Jones, S. (2002). Capital Flows to Developing Countries. Does the Emperor Have Clothes?. UNU World Institute for Development Economics Research.
- Griffith-Jones, S. y J. Cailloux (2000) International Bank Lending and The East Asian Crisis. Institute of Development Studies University of Sussex.
- Grupo Apoyo (2001). "Country Report on the National Integrity System", elaborado para Transparency International.
- Guasch, J.L. (2002). Informe: La Infraestructura en México: Impacto Desarrollo y Desafíos. Banco Mundial, México, D.F.

- Iniciativa Nacional Anticorrupción y Ministerio de Justicia (2001) “Un Perú sin Corrupción. El secreto de la ética pública es la transparencia. Primera y segunda parte” (mimeo).
- Ishii, J. y J. Yan (2004). “Investment under regulatory uncertainty: U.S. electricity generation investment since 1996”. Center for the Study of Energy Markets, University of California Energy Institute, PWP-127, 56 pp.
- Hunt, S. (2002). “Making Competition Work in Electricity”. New York: John Wiley & Sons.
- Jamison, M.; S. Berg; F. Gasmi y J. Távara (2005). “The Regulation of Utility Infrastructure and Services. An Annotated Reading List”. Washington D.C.: The World Bank.
- Joskow, P. (1996). “Introducing Competition into Regulated Network Industries: From Hierarchies to Markets in Electricity”, *Industrial and Corporate Change*, 5:2, pp 341-382.
- Joskow, P. y E. Kahn (2002). “A Quantitative Analysis of Pricing Behavior in California’s Wholesale Electricity Market During Summer 2000”, *The Energy Journal*, 23:4, 2002, pp 1-35.
- Joskow, P. y R. Schmalensee (1983). “Markets for Power: An Analysis of Electric Utility Deregulation”. MIT Press.
- Lamech, R. y K. Saeed (2003). “What international investors look for when investing in developing countries”. The World Bank Group - The Energy and Mining Sector Board. Paper N° 6.
- Levy, S. y P. Spiller (1996). “Regulations, Institutions and Commitment: A Comparative Analysis of Telecommunications Regulation”. Cambridge: Cambridge University Press.
- Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844) y sus modificaciones.
- Ley N° 28447. Ley que modifica el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.
- Murto, P. (2003). “Timing of Investment under Technological and Revenue Related Uncertainties” (mimeo).
- Murto, P. y P. Pineau (2002). “An Oligopolistic Investment Model of the Finnish Electricity Market”. *Annals of Operations Research*, Special Volume on OR models for energy policy, planning and management, 121, pp.123-148, 2003.
- Newbery, D. (1998). “Competition, Contracts, and Entry in The Electricity Spot Market”. *RAND Journal of Economics*, Vol. 29, N° 4, Winter 1998, pp. 726 - 749.
- Newbery, D. (1999). “Privatization, Restructuring and Regulation of Network Utilities”. Massachusetts Institute of Technology.

- Newbery, D. (2002). "England's experience with NETA" (mimeo).
- OEDC/IEA (2003). "Power Generation Investment in Electricity Markets".
- Olmsted Teisberg, E. (2000). "Capital Investment Strategies under Uncertain Regulation". *The Rand Journal of Economics*, Vol. 24, N° 4 (Winter). 591 - 604 pp.
- Oren, S. (2004). "Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets". University of California at Berkeley (mimeo).
- Pargal, S. (2003). "Regulation and Private Sector Investment in Infrastructure: Evidence from Latin America". World Bank Policy Research Paper 3037.
- Pereira, M. y L. Barroso (2004). "Supply Adequacy in the Brazilian Power Market" (mimeo).
- Pérez – Arriaga, I.; Vásquez, C. y M. Rivier (2001) "A market approach to long term of supply". *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol. 17, N° 2, pp. 349 – 357.
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Supremo N° 009-93-EM) y sus modificaciones.
- Rocha, K.; A. Moreira y P. David (2002). "Investments in Thermo power Generation: A Real Option Approach for New Brazilian Electrical Power Regulation". 6th Annual Real Options Conference. Paphos, Cyprus.
- Roques, F; D. Newbery, y J. Nutall (2004). "Generation adequacy and investment incentives in Britain: from the pool to Neta". CMI Working Paper 58.
- Rozas, P (1999). "La crisis eléctrica en Chile: antecedentes para una evaluación de la institucionalidad regulatoria". División de Recursos Naturales e Infraestructura. Proyecto CEPAL/Comisión Europea "Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina".
- Rubio Odériz, F. (1999). "Metodología de asignación de costes de la red de transporte en un contexto de regulación abierta a la competencia". Tesis Doctoral Pontificia Universidad de Comillas.
- Skantze, P. y M. Ilic (2001). "Investment dynamics and long term price terms in Competitive Electricity Markets" MIT, Department of Electrical Engineering and Computer Science.
- Smeers, I. (1997). "Computable equilibrium models and the restructuring of the European electricity and gas markets". *The Energy Journal*, 18(4), 1-32, 1997.
- Smith, W. (1997). "Utility regulators: the independence debate, roles and responsibilities." *The Private Sector in Infrastructure. Strategy, regulation and Risk.* Washington D.C. The World Bank Group.
- Spiller, P. y J. Guasch (1999). "Managing the regulatory process: Design, Concepts. Issues and The Latin America and Caribbean Story". *World Bank Latin America and Caribbean Studies.*

- Spiller, P. y M. Tommasi (2003). "The Institutional Foundations of Public Policy: A Transactions Approach with Application to Argentina." *Journal of Law, Economics, and Organization*, Volume 19, N° 2: 281-306.
- Spiller, P.; S. Oren; M. Abdalá y G. Tamayo (2004). "Revisión del Marco Regulatorio del Sector Eléctrico Peruano". Estudio de Consultoría encargado por el OSINERG.
- Stoft, S. (2002). "Power Systems Economics: Designing Markets for Electricity". IEEE Press.
- Strong, J., J-L Guasch y J. Benavides (2002). "Managing Risks of Infrastructure Investment in Latin America: Lessons, Issues, and Prescriptions" Working Paper, Inter-American Development Bank.
- Távara, J. (2006). "La regulación del poder de mercado y la transición a la democracia". En John Crabtree Ed. "Construir Instituciones: democracia, desarrollo y desigualdad en el Perú desde 1980", Lima: CIUP, PUCP, IEP, 2006.
- Visudhiphan, P.; Skantze, P. y M. Ilic (2001). "Dynamic Investment in Electricity Markets and its Impaction System Reliability". MIT, Energy Laboratory Publication N° MIT EL 01-012WP.
- Von Der Fehr, N.-H.M. y D. Harbord (1997). "Capacity Investment and Competition in Decentralized Electricity Markets," Memorandum from Department of Economics, University of Oslo, No 27.
- Williamson, O. (1976). "Franchise Bidding for Natural Monopoly: in General and with Respect to CATV. *Bell Journal of Economics*.
- Williamson, O. (1985). "The Economic Institutions of Capitalism" New York: The Free Press.
- Wolfram, C. (1999) "Measuring Duopoly Power in The British Electricity Spot Market". *The American Economic Review*, Vol. 89, N° 4, 805 – 826 pp.
- Zhou, S. (2003). "Comparison of Market Design". Public Utility Commission of Texas.

### **Anexo N° 1: Fórmula de Actualización de las Tarifas en Barra**

En la Resolución de tarifas N° 066-2005-OS/CD se establecieron las fórmulas de actualización vigentes de las tarifas en barra, tanto para el precio de básico de potencia (dependiente del tipo de cambio y de la tasa arancelaria) como para el precio básico de energía.

En el caso del Precio de Energía a Nivel Generación en las Subestaciones Base del Sistema se establecieron las siguientes fórmulas de actualización:

$$\text{Pemp1} = \text{Pemp0} * \text{Fapem}$$

$$\text{Pemf1} = \text{Pemf0} * \text{Fapem}$$

Donde:

$$\text{Fapem} = \text{D} * \text{Ftc} + \text{E} * \text{Fd2} + \text{F} * \text{Fr6} + \text{G} * \text{Fpgn} + \text{S} * \text{Fpm} + \text{Cb} * \text{Fcb}$$

$$\text{Fd2} = \text{Pd2} / \text{Pd2o}$$

$$\text{Fr6} = \text{Pr6} / \text{Pr6o}$$

$$\text{Fpgn} = \text{Pgn} / \text{Pgno}$$

$$\text{Fcb} = (\text{Pcb} / \text{Pcbo}) * \text{Ftc}$$

En el caso del SEIN los factores vigentes son los siguientes:

D	E	F	G	S	Cb
0,1228	0,0289	0,2645	0,4675	0,0000	0,1163

Donde:

Pemp0 = precio de la energía a nivel generación en horas de Punta para las subestaciones base, en céntimos de S./kw.h.

Pemf0 = precio de la energía a nivel generación en horas Fuera de punta para las subestaciones base, en céntimos de S./kw.h.

Pemp1 = precio de la energía a nivel generación en horas de Punta para las subestaciones base, actualizado, en céntimos de S./kw.h.

Pemf1 = precio de la energía a nivel generación en horas fuera de punta para las subestaciones base, actualizado en céntimos de S./kw.h.

Fapem = factor de actualización del precio de la energía a nivel generación en las subestaciones base del sistema.

Fd2 = factor por variación del precio del petróleo diesel N° 2.

Fr6 = factor por variación del precio del petróleo residual N° 6.

Fpgn = factor por variación del precio del gas natural.

Fcb = factor por variación del precio del carbón bituminoso.

Pd2 = precio de referencia de importación del petróleo.

Diesel N° 2, en el punto de venta de referencia al último día del mes anterior en S./gln.

Pd2o = precio inicial de referencia de importación del petróleo diesel N° 2 en el punto de venta de Referencia, en S./gln, según el cuadro adjunto.

Pr6 = precio de referencia de importación del petróleo Residual N° 6, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S./gln, según el cuadro adjunto.

Pr6o = precio inicial de referencia de importación del Petróleo residual N° 6 en el punto de venta de Referencia, en S./gln, según el cuadro adjunto.

Sistema Eléctrico	Punto de Venta de Referencia (1)	Precio Inicial		
		Diesel N° 2 (S./ Gln.)	Residual N° 6 (S./ Gln.)	Carbón Bituminoso (US\$/Ton)
SEIN	Callao	5.56	3.04	77.76
Aislado A y F	Callao	5.56	----	----
Aislado E y F	Iquitos	----	3.72	----
Aislado H	El Milagro	5.58	----	----
Aislado I	Pucallpa	6.36	----	----

(1) Plantas con precios de referencia de importación:

PGN: precio máximo de referencia del gas natural expresado en nuevos soles/MMBTU obtenido en base a lo señalado en el Decreto Supremo N° 016-2000-EM.

PGN<sub>0</sub>: precio inicial del gas natural igual a 6.1602 S./MMBTU obtenido en base a lo señalado en el Decreto Supremo N° 016-2000-EM.