

# ¿Estamos produciendo energía eléctrica al menor costo? La composición del parque generador es importante

Ricardo de la Cruz y Anthony Mori - Macroconsult

La existencia de un parque generador óptimo se traduce en una reducción de la tarifa eléctrica para los usuarios finales y garantiza el suministro de energía a largo plazo.

La experiencia internacional enseña que la composición del parque generador es una combinación de tecnologías existentes, cuya estructura final tiene una importante incidencia en el precio de la energía.

Por ello, de verificarse que el parque generador del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) no tiende al óptimo, las políticas de fomento para la inversión en generación eléctrica mediante el reconocimiento de costos, tal como se viene realizando actualmente, deben complementarse con medidas que incentiven la instalación de centrales de menores costos.

## ***Evolución de la composición del parque generador (1994-2006)***

### **Evolución de la composición del parque generador del SEIN**

La inversión acumulada en la actividad de generación entre 1994 y 2005 ascendió a US\$ 2.396 millones. De esa cifra, US\$ 1.439 millones corresponden a inversiones del sector privado, lo que representa el 60% del total. Asociado a este incremento de la inversión en capacidad de generación, se encuentra el aumento acumulado de la potencia efectiva del SEIN en más de 1.867 MW para el mismo período. En otros términos,

*«La inversión acumulada en la actividad de generación entre 1994 y 2005 ascendió a US\$ 2.396 millones. De esa cifra, US\$ 1.439 millones corresponden a inversiones del sector privado, lo que representa el 60% del total»*



Foto CIES

*La experiencia internacional enseña que la composición del parque generador es una combinación de tecnologías existentes.*

la potencia efectiva del SEIN creció a una tasa promedio anual de 4,8%, mientras que la máxima demanda lo hizo en 3,7%. Si se analiza los últimos cinco años, se observará que la potencia creció solo 1%, mientras que la máxima demanda lo hizo en 5,1%.

En general, después del proceso de privatización, el ingreso del gas y del carbón generó una reducción de la participación de las centrales de derivados del petróleo de 26% en 1994, a 15% en 2006. Por otro lado, la mayor reducción se aprecia en la participación de la capacidad hidráulica: de 74% en 1994, a 59% en 2006.

Según los datos disponibles, la composición del parque generador presenta tres etapas diferenciadas:

- *Riesgo hidrológico (1980-1992):* para el período anterior a una de las más importantes sequías registradas en 1992, la participación de las centrales que usan derivados del petróleo en la oferta total fluctuaba alrededor de 24%. El resto de la oferta era exclusivamente potencia hidráulica.
- *Preparativos y ajustes después del proceso de privatización (1993-1996):* la participación de las centrales que usan derivados del petróleo se incrementó ligeramente en 26%, mientras que el resto era cubierto también exclusivamente con

«En general, después del proceso de privatización, el ingreso del gas y del carbón generó una reducción de la participación de las centrales de derivados del petróleo de 26% en 1994 a 15% en 2006. Por otro lado, la mayor reducción se aprecia en la participación de la capacidad hidráulica: de 74% en 1994 a 59% en 2006»

centrales hidráulicas. Este cambio en la composición se debió, en cierta medida, a búsqueda de la reducción del riesgo hidráulico que se evidenció con la sequía de 1992.

- *Ejecución de los compromisos de inversión y de nuevas centrales (1997-2006):* durante este período se aprecia los mayores cambios de la composición del parque generador.

## Compromisos de inversión asumidos como parte del proceso de privatización y de proyectos de corto plazo

La ejecución de los compromisos de inversión derivados del proceso de privatización es uno de los principales factores que inciden en la composición del parque generador. No obstante, es importante señalar que la elección de la tecnología y del tipo de combustible asociada a esta inversión fue estrictamente



La ejecución de los compromisos de inversión derivados del proceso de privatización es uno de los principales factores que inciden en la composición del parque generador.

una decisión privada, derivada de las evaluaciones de rentabilidad. También se aprecia, aunque en menor medida, inversiones realizadas por iniciativa privada.

### *Sostenibilidad económica del sector*

Adicionalmente, dentro de los límites del marco regulatorio del sector eléctrico, las autoridades correspondientes han diseñado e implementado procedimientos, así como redefinido y modificado ciertos parámetros que inciden en el ingreso esperado de los generadores.

Además, el grado de incidencia en los ingresos es diferenciado por tipo de tecnología (hidráulica, gas natural, derivados del petróleo y otros), lo que, a su vez, establece un esquema de incentivos que afectan la composición del parque generador.

### *Potencia firme remunerable*

La *potencia firme*, tal como la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y su reglamento lo establecen, es solo un parámetro para distribuir la remuneración de la potencia entre generadores. El Comité de Operación Económica del Sistema (COES) es el encargado de determinar su valor, en el marco de los procedimientos aprobados por el Ministerio de Energía y Minas. Así, la potencia firme de cada central, y por tanto su *potencia firme remunerable*, son la base sobre la que se remunera la potencia. Y, por consiguiente, los cambios en el procedimiento establecido para su cálculo afectan los ingresos de las generadoras.

Con la promulgación de la LCE en 1993, el procedimiento para la determinación de la potencia firme remunerable, de manera resumida, fue el siguiente. La potencia firme remunerable de las centrales térmicas era una proporción de su potencia efectiva, mientras que la potencia firme remunerable de las centrales hidráulicas resultaba de distribuir el residuo (diferencia entre la máxima demanda del sistema y la suma de la potencia de las centrales térmicas), entre todas las centrales hidráulicas en función de ciertos parámetros de disponibilidad de agua.

En conclusión, se reconocía la totalidad de la potencia de todas las centrales térmicas del sistema y solo parte de la potencia de las centrales hidráulicas, lo que generaba un incentivo para instalar y conectar a las centrales térmicas al SEIN, ya que bastaba esta condición para recibir la remuneración de la potencia.

Posteriormente, en marzo de 1999, se modificó el procedimiento para calcular la potencia firme remunerable. Este nuevo procedimiento reconoce solo parte de las centrales para la remuneración de la potencia y no a todas, como se venía haciendo anteriormente. Además, las que se reconocen son las que resultan del despacho económico, es decir, las que presentan los menores costos variables. Así, el esquema de incentivos está orientado a privilegiar la eficiencia sin discriminar por tipo de tecnología.

No obstante, aunque el procedimiento reconoce la eficiencia, el sesgo administrativo del marco regulatorio exige aún la intervención de las autoridades en la determinación de ciertos parámetros importantes para el cálculo de la potencia firme. Entre estos parámetros se encuentran las horas de regulación de las centrales hidráulicas, la probabilidad de excedencia de las centrales hidráulicas y el margen de reserva. En concreto, un mayor número de horas de regulación y una mayor probabilidad de excedencia disminuyen la potencia firme de las centrales hidráulicas y, de esta manera, su potencia firme remunerable. Por su parte, con un mayor margen de reserva aumenta el número de centrales que participa en la remuneración de potencia y, de esta manera, disminuye el ingreso individual para cada generadora.

En julio de 1999, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) estableció para el SEIN ocho horas de regulación y un 98% de probabilidad de excedencia. Asimismo, un margen de reserva de 45% para el SEIN. Posteriormente, en junio de 2001, el MEM estableció en siete las horas de regulación y en 95% la probabilidad de excedencia.

Por su parte, en febrero de 2003, el MEM publicó un margen de reserva de 44% a aplicarse entre mayo de 2003 y abril de 2004. Luego, en abril de 2004, se publicaron los márgenes de reserva para el período 2004-2008, que presenta una tendencia decreciente que llega a 32% al final de dicho período.

A pesar de esta tendencia decreciente en el margen de reserva, sus valores todavía están por encima del *Margen de Reserva Firme Objetivo* (19,4%), utilizado para calcular el precio de potencia (este se utiliza para valorizar la demanda por potencia: a mayor precio de potencia, mayor monto de remuneración por potencia a distribuirse y, por lo tanto, mayores ingresos individuales de los generadores).

#### *Tarifa de energía en barra*

- Los generadores afectados con la menor remuneración de la potencia tendrán incentivos para



Foto CIES

*Un análisis complementario a la evolución de la composición de la oferta de generación es la evaluación del grado de discontinuidades tecnológicas.*

instalar (o mantener) centrales de mayores costos para incrementar la tarifa de energía y, de esta manera, compensar la pérdida de la remuneración de su potencia. Así, la composición del parque generador estará distorsionada.

- Además de todas las discrepancias en torno a la fijación de la tarifa en barra, un cambio importante en este tema fue la reducción del horizonte de proyección a 24 meses (antes eran 48) y la consideración de la información histórica del último año. Además, también se disminuyó la frecuencia de fijación de tarifas: de dos veces al año a una sola vez, cada mayo.

#### *Estructura del parque generador y crecimiento de la demanda*

Un análisis complementario a la evolución de la composición de la oferta de generación es la evaluación del grado de discontinuidades tecnológicas existentes en el tramo que fluctúa la demanda. Y, además, cómo ha venido variando esta convexidad con el crecimiento de la demanda y de la oferta de energía.

A manera de ejemplo, en bases a datos del COES pertenecientes a la sexta semana del año 2007, se puede apreciar que la demanda fluctúa en el tramo de la oferta que presenta importantes discontinuidades tecnológicas. Por ello, los incrementos significativos de la demanda o de la indisponibilidad de centrales de menores costos (o menores caudales de agua) se traducen en incrementos significativos del precio *spot*. Hasta los 2.200 MW, la oferta tiene un precio cercano a cero. Esto proviene de los costos variables de las centrales hidráulicas. Entre 2.200 y 3.450 MW, el precio está asociado principalmente a los costos

variables de las centrales de gas natural y de carbón. Posteriormente se presenta un incremento en los costos variables debido al cambio de tecnología (utilización de residuales) y a partir de los 3.800 MW se presenta el tercer cambio de convexidad debido a la entrada de la tecnología Diesel.

Actualmente, la máxima demanda se encuentra por encima de los 3.500 MW, lo que solo sería 300 MW por debajo del último tramo tecnológico. Esta situación hace posible que, ante una menor disponibilidad de agua, salidas por temas de mantenimiento o disponibilidad de gas natural en las centrales térmicas, el costo marginal se dispare fácilmente hasta los 200 US\$/MWh. Asimismo, se debe tener en cuenta que en los últimos cinco años la demanda eléctrica mostró un crecimiento anual de 200 MW.

Así, la evaluación del grado de discontinuidad tecnológica en el tramo en que fluctúa la demanda parte por analizar tres factores: a) el grado de dispersión de la demanda, b) la distribución de la demanda al interior de la curva de oferta y c) la evolución de la eficiencia de las centrales térmicas.

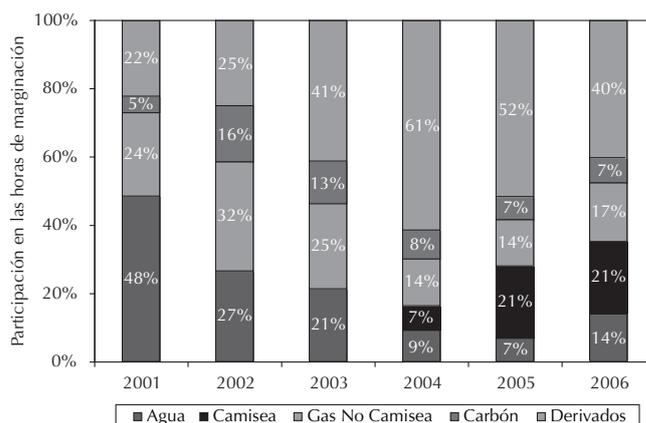
En cuanto a la distribución de la demanda por tramo tecnológico, el gráfico 1 pretende mostrar el porcentaje de horas que margina<sup>1</sup> cada tipo de tecnología entre 2001 y 2006. Se aprecia que, entre 2001 y 2004, las centrales a derivados de petróleo han venido incre-



La evaluación del grado de discontinuidad tecnológica en el tramo en que fluctúa la demanda parte por analizar tres factores.

1/ Es decir, las horas en que el costo variable de determinada tecnología es el precio spot, ya que es la última central que entra a despachar para cubrir la demanda.

Gráfico 1



mentando el número de horas que marginan, pasando de 22% en 2001 a 61% en 2004.

Con la entrada del gas natural de Camisea en 2004, se inicia un incremento significativo en el porcentaje de horas que margina las centrales que utilizan gas, pasando de 21% en 2004 a 38% en 2006.

Finalmente, otro indicador de los cambios ocurridos en el parque generador sería la eficiencia de los equipos generadores. Así, la evolución de la eficiencia por tipo de tecnología da indicios de la salida o de la entrada de centrales al parque generador. En los últimos 10 años, la eficiencia promedio por tipo de tecnología ha mejorado en el SEIN. Básicamente, la eficiencia de todas las tecnologías mejoró, a excepción de las centrales que utilizan como combustible el petróleo residual 6.

## Modelo de optimización y selección de la combinación óptima de tecnologías

### Revisión de la literatura

La revisión de la literatura permite identificar los principales determinantes de la composición óptima de

*«Con la entrada del gas natural de Camisea en 2004, se inicia un incremento significativo en el porcentaje de horas que margina las centrales que utilizan gas, pasando de 21% en 2004 a 38% en 2006»*

la oferta de energía eléctrica. Así, en el marco del Peak Load Pricing, Turvey (1968) determinó que en un contexto de incertidumbre la combinación óptima viene dada por la comparación de los costos variables de las tecnologías contiguas con sus respectivos costos de inversión

Hung-po Chao (1983) introduce la incertidumbre en la demanda y la oferta en el modelo de Peak Load Pricing, con lo que obtiene que la combinación de tecnología debe considerar, además de los costos variables y de la inversión, la corrección de las capacidades de la tecnología por la falta de disponibilidad de las centrales, ya sea por riesgo hidráulico o por falla mecánica.

Por su parte, Nuyen (1976) considera el efecto de los embalses (“energía almacenada”) sobre la elección de la composición de la oferta. Noonan y Giglio (1977)<sup>2</sup> desarrollan y aplican un modelo de optimización que determina para cada año del horizonte de planeamiento el tipo y el tamaño de las plantas generadoras que se deben construir, teniendo como objetivo la minimización del costo total descontado de las inversiones y operación.

En la misma línea, John Rowse (1978)<sup>3</sup> plantea para una empresa privada de generación eléctrica (Saskatchewan Power Corporation) un modelo de optimización matemática que da como resultado los costos de generación, la producción y el costo del impacto ambiental de excluir o de incluir algunas inversiones en particular.

Posteriormente, Crew y Kleindorfer (1979)<sup>4</sup> concluyen que, en un escenario de más de un período, las tecnologías que deben participar en la oferta son las “no dominadas”. Se les llama tecnologías “no dominadas” a aquellas que tienen el menor costo variable y el mayor costo de inversión respecto a otra tecnología.

Además, estos autores concluyen que, en un escenario de combinación óptima de tecnologías, la generación de energía de las centrales es determinada por los costos de operación. Así, ingresan a despachar primero las centrales de menor costos (hidráulicas), luego el gas natural y así sucesivamente, en orden creciente en costos.

Por su parte, Tanabe, Yasuda y Yokohama (1993)<sup>5</sup> plantean un problema de optimización multi-objetivo, resolviéndolo con una técnica de programación dinámica en donde la tecnología y la capacidad de cada planta son elegidas para cada escenario.



Foto CIES

*En un escenario de combinación óptima de tecnologías, la generación de energía de las centrales es determinada por los costos de operación.*

Gorenstin, Campodónico, Costa y Pereira (1993)<sup>6</sup> plantean un modelo de programación estocástica que minimiza el valor esperado de los costos de inversión y de operación del sistema, o minimizar el máximo arrepentimiento (criterio de Savage). Las variables principales utilizadas fueron la tasa de crecimiento de la demanda de energía y de la economía, la disponibilidad del recurso hídrico, los costos de los combustibles, el período de construcción de las centrales, los costos de inversión y de la operación de las centrales, las tasas de interés y las restricciones financieras.

La literatura especializada<sup>7</sup> identifica algunos modelos en el tema de expansión del parque generador. Estos modelos, en general, buscan respuestas en torno a tres decisiones: a) escoger el tipo de tecnología de la planta generadora, la que podría ser

- 2/ Noonan, F. y R.J. Giglio. “Toward Optimal Capacity Expansion for an Electric Utility: The Case of Saskatchewan Power”. En: *Management Science*, Vol.23, No.9 (mayo, 1977), 946-956.
- 3/ Rowse, John, “Toward Optimal Capacity Expansion for an Electric Utility: The Case of Saskatchewan Power”. En: *The Canadian Journal of Economics*, Vol. 11, No.3, agosto,1978, pp. 447-469.
- 4/ Crew y Kleindorfer (1971) señalan que, en un escenario de diferentes tecnologías y en un solo período, las decisiones de capacidad para abastecer la demanda en horas punta deben considerar la tecnología que presente los menores costos de inversión.
- 5/ Tanabe, R., K. Yasuda y R. Yokohama. “Flexible Generation Mix Under Multi Objectives and Uncertainties”. En: *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.8, N°2, mayo 1993.
- 6/ Gorenstin, B.G., N.M. Campodónico, J.P. Costa y M.V.F. Pereira. “Power System Expansion Planning Under Uncertainty”. En: *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 8, No. 1, febrero 1993.
- 7/ La mayoría de modelos de expansión son determinísticos y emplean una serie de modelos matemáticos de programación para formular y resolver el problema. En esta línea se encuentra el trabajo de Anderson (1972), donde se hace una revisión de los modelos (programación dinámica y programación lineal) utilizados para determinar las inversiones que satisfagan la demanda al menor costo

*«La incertidumbre hidrológica, al reducir la potencia instalada de las centrales, incrementa el nivel de la oferta óptima requerida para abastecer la demanda de energía en el Perú. El modelo de la primera etapa señala que, en ambos períodos, la oferta de energía debe superar la demanda en 8%, aproximadamente»*

hidráulica o térmica (dentro de las térmicas estarían las que utilizan gas natural, carbón o derivados del petróleo), b) escoger la potencia que va tener la planta (medida en MW) y c) la fecha en que se va a instalar la planta para satisfacer de modo eficiente una demanda creciente.

#### *Breve descripción del modelo*

El modelo a utilizar es uno de dos etapas que considera tanto la incertidumbre de las indisponibilidades de centrales, como la aleatoriedad hidrológicas como criterios financieros en la decisión de inversión. Sin embargo, tiene como simplificación que es un modelo uninodal (barra Santa Rosa) y uniembalse (el lago Junín). Es decir, asume que no existen restricciones en la capacidad de transmisión, concentrando toda la demanda y la oferta de energía y potencia en una barra, y asume que únicamente las centrales de la cuenca del Mantaro tienen capacidad de regulación.

En la primera etapa, se obtiene con carácter referencial la composición de la oferta esperada en el largo plazo. En la segunda etapa, a partir de los resultados del modelo de la primera etapa, se identifica con carácter definitivo la composición óptima de la oferta, considerando criterios de despacho económico y criterios financieros de inversión.

### **Análisis de los resultados**

Las tendencias de largo plazo, obtenidas a través del modelo de la primera etapa, muestran lo siguiente:

- La incertidumbre hidrológica, al reducir la potencia instalada de las centrales, incrementa el nivel de la oferta óptima requerida para abastecer la demanda de energía en el Perú. El modelo de la

primera etapa señala que, en ambos períodos, la oferta de energía debe superar la demanda en 8%, aproximadamente.

Es importante señalar que, en base a los supuestos del modelo, este margen de reserva debe entenderse como el efecto de la incertidumbre hidrológica en la composición del parque, pero no debe interpretarse como que debe ser el valor del margen de reserva que debe tener el parque generador en el Perú.

- La participación de las centrales hidráulicas en la composición del parque generador es importante. En ambos períodos bajo análisis, el modelo indica que la composición del parque generador que minimiza los costos de inversión y operación es aquel en donde la participación de la potencia instalada de centrales hidráulica está alrededor de 70%.
- En el caso de las centrales térmicas, la disponibilidad de tecnologías y recursos condicionan la composición óptima de la oferta de energía. Así, para el primer período (1996-2004), se obtiene que la composición óptima está conformada por centrales a gas natural, así como las que usan derivados de petróleo, mientras que para el segundo período (2004-2010) la oferta térmica debería concentrarse principalmente en centrales a gas natural de ciclo simple y de ciclo combinando.
- En otros términos, el modelo indica que durante el primer período de análisis la oferta térmica adicional entre 1996 y 2004 debería concentrarse principalmente en centrales a gas natural y de derivados de petróleo, sin ingresar ninguna central adicional a carbón. Por su parte, en el segundo



Foto CIES

*En el caso de las centrales térmicas, la disponibilidad de tecnologías y recursos condicionan la composición óptima de la oferta de energía.*

*«Paralelamente, la composición del parque generador muestra una importante reducción en la participación de las centrales hidráulicas. En efecto, pasó de 74% en 1994, a 59% en 2006»*

período (2004-2010), el modelo indica que no ingresa oferta térmica adicional en base a carbón y a derivados de petróleo.

En el marco de las tendencias a largo plazo, el modelo de la segunda etapa concluye lo siguiente:

- El modelo en la primera etapa (1994-2004), muestra una participación hidráulica del 71%.
- Hasta antes de la disponibilidad del gas de Camisea para la generación de energía eléctrica, la composición del parque generador no convergía en una la composición óptima.
- La disponibilidad del gas de Camisea para la producción de energía eléctrica genera condiciones (oportunidades de inversión e incentivos asociados a la “ventaja de mover primero”) que afectan las decisiones de inversión de los privados y, a su vez, la composición del parque generador. En efecto, entre 2004 y 2006 la dinámica del parque generador, gracias al ingreso del gas natural de Camisea, dio lugar a una serie de conversiones<sup>8</sup> de Diesel a gas natural. Asimismo, la entrada de una nueva central a gas natural de propiedad de Enersur.
- El modelo de la segunda etapa sustenta incrementos (2004-2012) de oferta de centrales hidráulicas y a gas natural, lo que es consistente con el modelo de la primera etapa.
- El modelo de la segunda etapa concluye que la oferta térmica evolucionará principalmente hacia centrales a gas natural (29%) y con mayor participación de las centrales a ciclo. Las centrales que utilizan gas natural en ciclo simple se espera que se incrementen de 14% en 2006 a 21 % en 2012.

## **Conclusiones y recomendaciones de política**

- Entre 1994 y 2005, la potencia efectiva del SEIN creció a una tasa promedio anual de 4,8%, mientras que la máxima demanda lo hacía en 3,7%.



*La disponibilidad del gas de Camisea para la producción de energía eléctrica genera condiciones que afectan las decisiones de inversión de los privados.*

- Paralelamente, la composición del parque generador muestra una importante reducción en la participación de las centrales hidráulicas. En efecto, pasó de 74% en 1994 a 59% en 2006.
- Este cambio en la composición de la oferta obedeció a múltiples factores (no fue objeto de este estudio analizar la incidencia individual ni colectiva):
  - Con la evidencia del riesgo hidrológico (sequía de 1992) se promocionó la entrada de centrales térmicas.
  - Ejecución de los compromisos de inversión cuya decisión sobre la tecnología y sobre el tipo de combustible asociada a esta inversión fue estrictamente una decisión privada, derivada de las evaluaciones de rentabilidad.
  - También se aprecia, principalmente entre 1997 y 2006, una inversión en nuevas centrales realizadas al margen de compromisos vinculados a los procesos de privatización.
- El diseño e implementación, dentro de los límites del marco regulatorio del sector eléctrico de procedimientos (potencia firme remunerable, remuneración de la potencia) inciden en el ingreso esperado por tipo de tecnología, lo que afecta el esquema de incentivos que afecta la composición del parque generador.

8/ Conversión de la central Santa Rosa WT (123MW) de Diesel a gas natural en 2005, de las unidades UTI 5 y 6 (105 MW) de la central termoeléctrica de Santa Rosa de Diesel a gas natural en 2006. Inicio de la operación comercial de la central de Chilca, que posee una turbina a gas natural con una potencia instalada de 180 MW y funciona en ciclo abierto.

- El mismo efecto resultó en la redefinición y modificación de ciertos parámetros como las horas de regulación de las centrales hidráulicas, la probabilidad de excedencia de las centrales hidráulicas, el margen de reserva y el margen de reserva firme objetivo.
- En este contexto, la composición del parque generador ha derivado hacia una oferta que presenta importantes discontinuidades tecnológicas en el tramo en donde fluctúa la demanda. Por ello, incrementos significativos de la demanda o la indisponibilidad de centrales de menores costos (o menores caudales de agua) se traducen en incrementos significativos del precio *spot*.

Foto CIES



*Las políticas no debieran aumentar las barreras para la instalación de centrales a gas natural.*

9/ Un tema crucial en las centrales a gas natural es la disponibilidad del insumo (gas natural) para la generación de energía eléctrica.

- La pregunta a responder es si esta composición corresponde a la oferta óptima. Los modelos planteados sugieren que hasta antes del ingreso del gas de Camisea, el parque generador no convergía en su estructura óptima. Más bien, se apreciaba un privilegio de las centrales térmicas a Diesel y residual, que llegaban a un 31% de participación del total de potencia efectiva.
- La disponibilidad del gas de Camisea genera condiciones (oportunidades de inversión e incentivos asociados a la “ventaja de mover primero”) que afectan las decisiones de inversión de los privados y, a su vez, la composición del parque generador.
- Estas condiciones están permitiendo que la composición del parque generador actual (2006) se asemeje al esperado en el largo plazo. Efectivamente, la oferta hidráulica viene creciendo y ubicándose en un 59% y las centrales a gas natural concentran el 23%. Esto comparado con el modelo nos dice que vamos en la dirección correcta ya que este señala una participación que está alrededor del 21% en las centrales a gas natural.
- En concordancia con estos resultados, las políticas no debieran aumentar las barreras para la instalación de centrales a gas natural<sup>9</sup> ni de centrales hidráulicas. El fomento de un tipo de combustibles también tendría este efecto, por lo que la competencia entre las diferentes tecnologías deben provenir de su eficiencia y de menores costos.
- Las centrales hidráulicas tienen una participación importante en la composición del parque óptimo, por lo que reglas claras para la determinación de los ingresos esperados (por potencia y energía) en el mediano plazo se hace necesario.
- La discrecionalidad regulatoria asociada a la determinación de procedimientos y redefinición de parámetros vinculados a los ingresos esperados por tipo de tecnología debe acotarse.