

ESTUDIOS ECONÓMICOS ESTADÍSTICOS

BANCO CENTRAL DE CHILE



**Efecto de la Sustitución de Combustibles en el Valor
Agregado de la Generación Eléctrica**

Carmen Gloria Escobar
Marcelo Méndez

N.º 61 - Diciembre 2007

STUDIES IN ECONOMIC STATISTICS
CENTRAL BANK OF CHILE



BANCO CENTRAL DE CHILE

CENTRAL BANK OF CHILE

Los Estudios Económicos Estadísticos - hasta el número 49, *Serie de Estudios Económicos* - divulgan trabajos de investigación en el ámbito económico estadístico realizados por profesionales del Banco Central de Chile, o encargados por éste a especialistas o consultores externos. Su contenido se publica bajo exclusiva responsabilidad de sus autores y no compromete la opinión del Instituto Emisor. Estos trabajos tienen normalmente un carácter definitivo, en el sentido que, por lo general, no se vuelven a publicar con posterioridad en otro medio final, como una revista o un libro.

As from issue number 50, the *Series of Economic Studies* of the Central Bank of Chile will be called *Studies in Economic Statistics*.

Studies in Economic Statistics disseminates works of investigation in economic statistics carried out by professionals of the Central Bank of Chile or by specialists or external consultants. Its content is published under exclusive responsibility of its authors and it does not reflect the opinion of the Central Bank. These documents normally are definitives and are not made available in any other media such as books or magazines.

Estudios Económicos Estadísticos del Banco Central de Chile
Studies in Economic Statistics of the Central Bank of Chile
ISSN 0716 - 2502

Agustinas 1180, primer piso.
Teléfono: (56-2) 6702475; Fax: (56-2) 6702231

**Efecto de la Sustitución de Combustibles en el Valor
Agregado de la Generación Eléctrica (*)**

Carmen Gloria Escobar
Banco Central de Chile

Marcelo Méndez
Banco Central de Chile

Resumen

El presente documento describe la metodología utilizada para calcular el valor agregado del sector EGA (Electricidad, gas y agua) en periodicidad mensual y anual, enfatizando la medición de la actividad eléctrica. Se muestra en el texto que la principal diferencia entre la medición en ambas frecuencias es la inclusión de información efectiva sobre consumo intermedio para la cuenta anual.

Además, en Electricidad se calculan coeficientes de valor agregado para la generación eléctrica generada con distintas tecnologías, los que permiten analizar el efecto que produce la sustitución de centrales eléctricas frente a cambios en la disponibilidad de los insumos de generación. El artículo señala que, aun siendo unas de las variables más relevantes en el valor agregado sectorial, la disponibilidad de insumos no es necesariamente su factor más determinante en el corto plazo.

Abstract

This article describes the methodology used for calculating the value added in the electricity, gas, and water sector - at monthly and annual frequency - with an emphasis on the electric sub-sector. We show that the main difference between both measurements (monthly and annual), is the inclusion of effective information on intermediate consumption in the annual account.

Moreover, coefficients are calculated for the added value in the electric sub-sector, for the use of different technologies. This allows us to analyze the effect of the substitution of electric power stations because of changes in input availability. We conclude that the availability of inputs is relevant for the sector's added value, but other factors should be considered in the short-run analysis.

(*) Ambos autores pertenecen a la Gerencia de Información e Investigación Estadística del Banco Central de Chile. Los errores que persisten son de exclusiva responsabilidad de los autores y las opiniones expresadas en este trabajo no necesariamente reflejan la visión del Banco Central de Chile. Emails: cgescoba@bcentral.cl; mmendez@bcentral.cl

I. Introducción

El sector Electricidad, Gas y Agua (EGA) es una actividad relevante en la economía nacional, por lo que el conocimiento y análisis de la medición del sector en el ámbito de cuentas nacionales es un tema de interés permanente, dada la condición de transversalidad de esta industria en la demanda intersectorial. Por otra parte, aun cuando la disponibilidad y oportunidad de las fuentes de información permiten una cuantificación casi censal de la actividad, las características propias del sector conllevan que la valoración de la producción no se relacione directamente con el crecimiento del valor agregado, sino que dependa de variables tales como la disponibilidad de insumos y las decisiones de los agentes de mercado.

Adicionalmente, como es habitual en la medición de cuentas nacionales, existen diferencias en la metodología de medición de frecuencia mensual y anual de la actividad, que resulta de interés describir.

En este contexto, el presente documento se plantea un objetivo doble. Primero, presentar la metodología de medición del sector EGA en la nueva base 2003 en frecuencia anual y mensual. Segundo, formular un análisis específico a la subactividad de generación eléctrica – dada su importancia relativa dentro del sector -, mostrando la relación existente entre la disponibilidad de insumos, la utilización de los mismos y la contribución de las diferentes tecnologías de generación en el comportamiento de la actividad.

Para ello el documento se estructura de la siguiente forma. Después de esta introducción, la sección II presenta un marco conceptual que caracteriza el sector EGA en el ámbito de la medición en cuentas nacionales, centrando la atención en una descripción de la actividad eléctrica.

En la tercera sección se presenta la medición del sector EGA en frecuencia anual y mensual (Imacec) en la nueva base 2003, en términos de fuentes de información y métodos de cálculo utilizados. En la medición anual se detalla el cálculo nominal y real.

La cuarta sección presenta un análisis de la subactividad de generación eléctrica, para lo cual se describe en primer lugar el modelo de despacho de centrales eléctricas utilizado por el Centro de Despacho Económico del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC), especificando las relaciones existentes entre las decisiones de generación y la disponibilidad de insumos implícitas en este modelo. Además, describe la metodología de cálculo subyacente en el cálculo mensual, que determina el aporte de los distintos tipos de generación al Valor Agregado de la subactividad eléctrica. Por último, la sección V muestra los comentarios finales.

II. Marco conceptual

a) El sector Electricidad, Gas y Agua (EGA)

i) Definiciones

Las actividades del sector EGA se definen de acuerdo a la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU Rev.3) de actividades económicas elaborada por las Naciones Unidas en:

- Generación, captación y distribución de energía eléctrica: incluye la generación, captación, transmisión y distribución de energía eléctrica para su venta a usuarios residenciales, industriales y comerciales. La electricidad producida puede ser de origen hidráulico, convencional, térmico, nuclear, geotérmico, solar y mareomotriz, entre otros.
- Fabricación de gas y distribución de combustibles gaseosos por cañerías: abarca la fabricación de combustibles gaseosos y la producción de gas mediante la destilación del carbón y mediante la mezcla del gas fabricado con gas natural, gases de petróleo y otros gases. También incluye la distribución de combustibles gaseosos por sistemas de tuberías para su venta a usuarios residenciales, industriales, comerciales y de otro tipo.
- Captación, depuración y distribución de agua: comprende la captación, depuración y distribución de agua a usuarios residenciales, industriales, comerciales y de otro tipo. Se excluye el tratamiento de aguas residuales para prevenir la contaminación.

Sin embargo, y con el objetivo de reflejar del modo más preciso posible la realidad de la economía nacional, estas definiciones son adaptadas al escenario local.

En el caso de la actividad Eléctrica, la definición de las Naciones Unidas es amplia y permite que su aplicación para el caso nacional quede contenida en ella. En Chile, la actividad eléctrica se mide considerando tres subactividades: generación, transmisión y distribución. En relación con el origen de la generación eléctrica, se utilizan básicamente dos tipos de fuentes: hidráulica y térmica, destacando en esta última el uso de gas natural, carbón y petróleo diesel como combustibles.

En cuanto a la actividad Gas, la CIIU incluye en su definición dos aspectos: fabricación y distribución de gas. La introducción al país del gas natural, en 1998, ha concentrado la actividad en la segunda parte de la definición, otorgándole a su producción un tratamiento de comercialización del insumo. Hasta antes de ello, la actividad se remitía a la fabricación del llamado gas ciudad (combustible obtenido a través de un proceso de transformación), cuya participación en la actualidad es mínima y decreciente.

Finalmente, la actividad Agua definida por la CIIU comprende la “*captación, depuración y distribución*” del recurso, excluyendo explícitamente el tratamiento de aguas servidas. En Chile, la operación de los servicios sanitarios integra el proceso en la estructura productiva de las empresas, por lo que no es posible excluirlo de la medición. De todos modos, la revisión en proceso de la nueva versión de la CIIU incluye en la actividad la gestión de desechos y actividades de saneamiento, lo que considera el tratamiento de aguas servidas.

ii) Caracterización del sector

En su calidad de suministradora de servicios básicos, la relevancia del sector EGA en la economía radica en el carácter transversal de su demanda a todas las actividades económicas y al consumo de los hogares.

Además, el sector se caracteriza por la presencia de barreras significativas a la entrada para nuevos participantes, tales como: los altos niveles de inversión requeridos, la complejidad en la operación del sistema y la exclusividad de las zonas de concesión de los servicios, entre otras. Por ello, el mercado está concentrado en un número reducido de grandes empresas, conformando para el sector una estructura de monopolio natural que, en consideración de óptimos sociales de bienestar, hace necesaria la regulación por parte del Estado.

Esta regulación considera la fijación de precios², así como la asignación de áreas geográficas para la concesión del servicio. Asimismo, permite que el sector presente condiciones de transparencia que implican una alta disponibilidad de información para cada actividad, ya sea a través de las propias empresas o bien a través de los organismos estatales encargados de su regulación.

iii) Participación en el PIB

La participación del sector EGA en el Producto Interno Bruto, según la compilación de referencia del año 2003, es de un 2,9%. En tanto, al interior del sector, es la actividad eléctrica la que determina su comportamiento, representando más de un 70% del valor agregado sectorial.

b) La actividad eléctrica

i) Descripción de la actividad

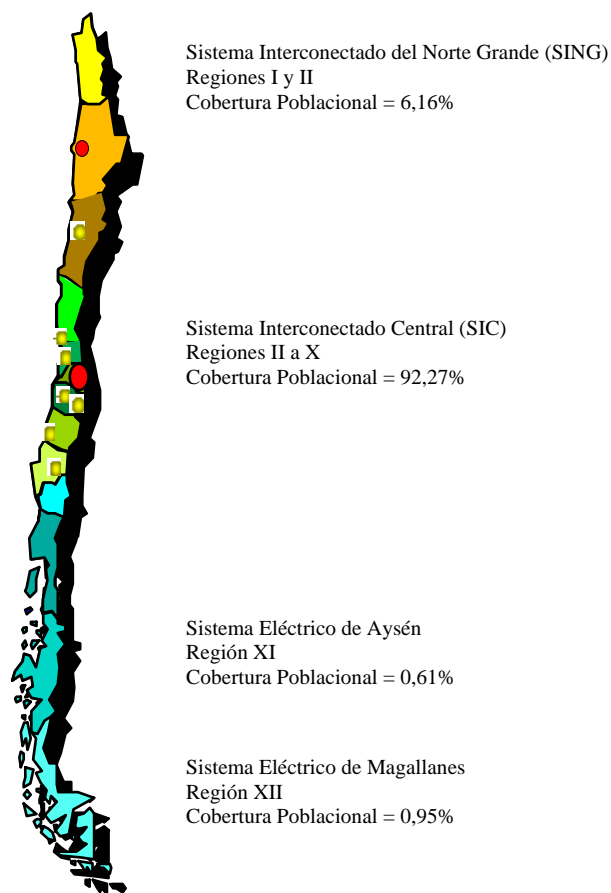
La actividad Electricidad incluye las subactividades Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica para su venta a usuarios industriales, comerciales y residenciales. Sus principales productos asociados son la energía y la potencia eléctrica³.

En Chile, las subactividades Generación y Transmisión se desarrollan en torno a dos grandes sistemas eléctricos: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que abastece a las regiones I y II, y el Sistema Interconectado Central (SIC), que cubre desde la II a la X región. Existen además dos sistemas eléctricos independientes en las regiones XI (Aysén) y XII (Magallanes), y un pequeño sistema eléctrico que abastece a la Isla de Pascua.

A diciembre de 2006, el SING cuenta con una potencia instalada de 3.595,8 MW, prácticamente en su totalidad correspondiente a centrales de generación termoeléctrica. Otra característica importante de este sistema es el destino de sus ventas: alrededor de un 90% de su consumo está compuesto por grandes clientes mineros e industriales, tipificados en la normativa legal como clientes no sometidos a regulación de precios (llamados *clientes libres*). El resto del consumo corresponde a las empresas distribuidoras que abastecen a clientes residenciales y a pequeñas empresas, sometidos según la normativa legal a regulación de precios (llamados *clientes regulados*).

El SIC, por su parte, tiene una potencia instalada de 8.273,6 MW, distribuida de manera más homogénea entre centrales hidroeléctricas y termoeléctricas. Este sistema abastece un consumo destinado mayoritariamente a clientes regulados, que en el año 2006 representaron un 70,2% de las ventas totales del sistema.

Figura 1
Sistemas Eléctricos en Chile



Fuente: Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC).

² Se exceptúan la actividad Gas y las transacciones de energía entre empresas generadoras y grandes clientes, por considerarse mercados competitivos.

³ La potencia es la capacidad para realizar un trabajo determinado en una unidad de tiempo, mientras que la energía es la utilización de esa potencia durante un tiempo definido. Por ejemplo, si un generador eléctrico tiene una potencia de 100 kilovatios (kW), entonces es capaz de entregar una energía de 100 kilovatios-hora (kWh) en una hora.

El Sistema Eléctrico de Aysén tiene una capacidad instalada de 33,3 MW, incluyendo a la única central eólica en operación del país⁴, la central Alto Baguales, ubicada en la cercanía de Coyhaique y con una potencia instalada de 2 MW. Las ventas de este sistema son exclusivamente a clientes regulados.

Por último, el Sistema Eléctrico de Magallanes tiene una potencia instalada de 65,2 MW, completamente de origen térmico. Sus ventas son principalmente a clientes residenciales.

Los siguientes cuadros resumen la capacidad instalada y las ventas de energía eléctrica para cada sistema.

Cuadro 1
Potencia instalada por sistema y tipo de combustible – A Diciembre de 2006 (en MW)

Sistema	Térmica					Hidráulica			Eólica	Total Sistema	Demanda Máxima
	Carbón	Petróleo	Gas	Otros	Total (%)	Pasada	Embalse	Total (%)			
SING	1.205,6	265,7	2.111,7	0,0	99,6	12,8	0,0	0,4	0,0	3.595,8	1.769,5
SIC	837,7	538,6	2.181,3	17,4	43,2	1.305,2	3.393,4	56,8	0,0	8.273,6	6.058,9
Aysén	0,0	13,7	0,0	0,0	41,1	6,6	11,0	52,8	2,0	33,3	20,7
Magallanes	0,0	10,0	55,2	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	65,2	42,0
Total País	2.043,3	828,0	4.348,2	17,4	60,5	1.324,6	3.404,4	39,5	2,0	11.967,9	

Fuente: Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC)

Cuadro 2
Ventas de energía eléctrica por sistema y destino – Año 2006 (en GWh)

Sistema	Clientes Regulados	Clientes Libres	Total Ventas
SING	1.255,6	10.733,8	12.029,4
SIC	26.829,4	11.381,7	38.211,1
Aysén	99,1	0,0	99,1
Magallanes	201,0	0,0	201,0
Total País	28.385,1	22.155,5	50.540,6

Fuente: Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC)

En los sistemas interconectados (SING y SIC) existen Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC), organismos independientes sin fines de lucro, cuyas principales funciones son planificar y coordinar la operación de las centrales de su sistema, con el fin de asegurar la mayor eficiencia económica del conjunto.

La regulación y supervisión del sector recae en dos organismos de Gobierno: la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). La primera, de carácter autónomo y descentralizado, tiene como principal función el diseño de normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético del país. Además, se encarga del cálculo de tarifas reguladas y de la planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión. Por su parte, la SEC, organismo dependiente del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, se encarga de fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y las normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustible líquido, gas y electricidad.

La CNE determina los precios de la energía y la potencia, utilizando modelos matemáticos de optimización que incorporan una serie de variables, tales como costos de combustibles, previsión de demanda futura, hidrologías probables y expansiones del sistema, entre otras. Estos precios, denominados *precios nudo* se determinan en abril y octubre de cada año⁵.

⁴ En Noviembre de 2007 entró en operaciones el Parque Eólico Canela de Endesa, localizado en la cuarta región del país y formado por 11 aerogeneradores. Este parque tiene una capacidad instalada de 18,15 MW.

⁵ Además, el sistema eléctrico considera procesos de tarificación para los servicios de transmisión y distribución, los que no se abordan en esta nota debido a que escapan a los objetivos de la misma.

En cuanto a los mercados en los que se transa la energía, tenemos la siguiente diferenciación:

- *Mercado de Clientes Libres*: está integrado por aquellos clientes que tienen una potencia conectada superior a 2.000 kW (la condición es opcional para aquellos clientes con una potencia conectada de al menos 500 kW). En este mercado, los precios y las condiciones del suministro eléctrico se pactan libremente entre la generadora y el cliente.
- *Mercado de Clientes Regulados*: corresponde a aquellos clientes con una potencia conectada inferior a 2.000 kW, es decir, pequeñas industrias y clientes residenciales. En este mercado, las ventas de las empresas generadoras están dirigidas a las empresas distribuidoras, valorizando la energía y la potencia a los precios fijados por la CNE. A su vez, las empresas distribuidoras traspasan el precio de nudo hacia los clientes regulados, tarifa que es recargada con el cálculo del llamado Valor Agregado de Distribución (VAD), que representa los costos marginales de largo plazo para una empresa distribuidora “modelo”.
- *Mercado Spot*: corresponde a las transferencias de energía y potencia entre empresas generadoras excedentarias y deficitarias⁶. En este mercado, cuyas transferencias físicas y valoradas son determinadas por el CDEC respectivo, la energía se valoriza de forma horaria al costo marginal resultante de la operación del sistema a esa hora.

La energía eléctrica producida por las unidades generadoras es transportada a sus destinos a través de líneas de transmisión. Aun cuando existen empresas generadoras que poseen líneas de transmisión propias, operan en Chile seis empresas que tienen como giro principal la transmisión de energía eléctrica: dos en el SING y cuatro en el SIC.

El transporte de la energía eléctrica hacia los consumidores finales (principalmente clientes residenciales y pequeñas industrias), se realiza a través de redes de distribución que atienden a clientes localizados en una zona geográfica delimitada. Las empresas distribuidoras operan bajo un régimen de concesión de servicio público de distribución, con obligación de servicio y tarifas reguladas.

Dentro de la actividad eléctrica, la subactividad Generación es la que representa un mayor aporte al valor agregado (aproximadamente un 60% del PIB de la actividad), seguido de Distribución y Transmisión.

ii) Tipos de generación eléctrica

La electricidad es una fuente de energía secundaria. Esto significa que para obtener este energético es necesario transformar alguna fuente de energía primaria, como por ejemplo, gas natural, carbón o agua, mediante un proceso de generación eléctrica.

De acuerdo con la CNE, la actividad de generación eléctrica está constituida por el conjunto de empresas eléctricas propietarias de centrales generadoras de electricidad, que tiene como principales características la competitividad del mercado y la existencia de diseconomías de escala en los costos variables de operación.

Aun cuando la generación eléctrica puede clasificarse en atención a diferentes criterios⁷, en la medición de la actividad en el Departamento de Cuentas Nacionales del Banco Central (BCCh) se utiliza la clasificación propuesta por la CNE, la cual especifica los distintos tipos de generación en función del componente de costo variable de operación, estableciendo tres categorías: hidroeléctrica, térmica convencional (ineficiente y eficiente) y ciclo combinado.

1. Hidroeléctrica: Considera la energía potencial del agua que está a cierta altura – entre el suministro de agua y la central generadora - la cual se convierte en energía mecánica al pasar por una turbina y, posteriormente, en energía eléctrica por medio de un generador.

⁶ Se habla de una empresa excedentaria cuando, por orden de despacho, sus centrales deben producir más de lo que tienen comprometido por contrato. Por el contrario, se habla de una empresa deficitaria cuando sus centrales, también por orden de despacho, producen menos energía de la que han comprometido en sus contratos.

⁷ Por ejemplo, tipo de energético, nivel tecnológico y antigüedad de los equipos utilizados en el proceso productivo.

Las centrales que generan hidroelectricidad pueden clasificarse en función de su tamaño y de su capacidad de almacenamiento de agua. En el primer grupo, se identifican cinco tipos: centrales grandes (potencia superior a 5 MW), pequeñas (potencia superior a 1 MW e inferior a 5 MW), minicentrales (potencia superior a 100 kW e inferior a 1 MW), microcentrales (potencia superior a 1,5 kW e inferior a 100 kW) e hidrocargadores (potencia menor de 1,5 kW)⁸.

En función de la capacidad de almacenamiento de agua, las centrales hidroeléctricas pueden clasificarse en centrales de embalse y de pasada.

- *Centrales hidroeléctricas de embalse:* Son aquellas centrales que cuentan con capacidad de almacenamiento de agua y que luego la liberan para generar electricidad según la demanda que se requiera abastecer.
- *Centrales hidroeléctricas de pasada:* Como estas centrales no disponen de sistemas de acumulación de agua en forma inmediata, utilizan el agua que fluye por los ríos y canales de captación. Así, el agua en curso se utiliza para la generación eléctrica en cada instante.

2. Termoeléctrica: La generación termoeléctrica es aquella producida a partir de vapor a alta presión y alta temperatura, el cual se obtiene en una caldera mediante combustión. Los combustibles utilizados pueden ser fósiles, como el carbón o el petróleo, o renovables, como la leña u otros productos forestales.

Los tipos de generación termoeléctrica son:

3. Termoeléctrica convencional: En este tipo de generación se desarrollan cuatro procesos básicos de transformación de energía: *combustión*, que es la transformación de la energía química del combustible en energía térmica en la caldera, *vaporización*, mediante el cual el agua se convierte en vapor de alta presión y alta temperatura, también en la caldera, *transformación de la energía del vapor* a alta presión y alta temperatura en energía mecánica y *transformación de la energía mecánica* en energía eléctrica, mediante un generador eléctrico.

A su vez, en términos económicos, se clasifica a la generación termoeléctrica convencional en térmica eficiente e ineficiente.

- *Térmica Eficiente:* El costo variable de operación es inferior a los 75 US\$/MWh.
- *Térmica Ineficiente:* El costo variable de operación supera los 75 US\$/MWh. En general, todas las centrales térmicas diesel o fuel oil tienen una generación ineficiente; mientras que para las centrales térmicas a carbón, dependerá del costo de operación de cada una.

4. Termoeléctrica de Ciclo Combinado: Corresponde al sistema de generación que incluye una o más turbinas de gas y una unidad de vapor, de manera que los gases de escape de las turbinas a gas son conducidos a calderas recuperadoras, con el fin de utilizar este calor de salida en la caldera para producir energía eléctrica en la unidad de vapor.

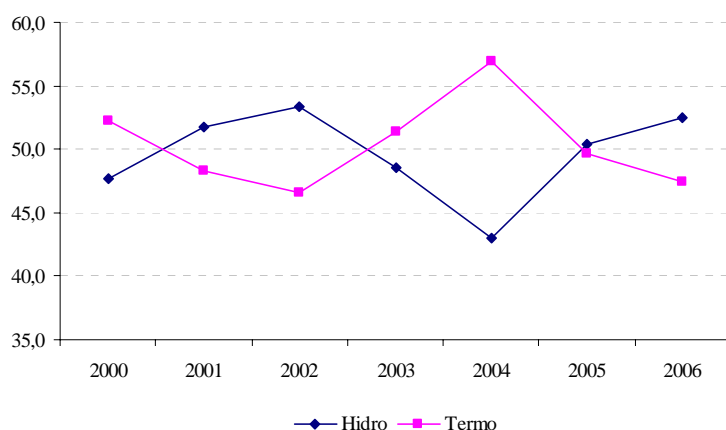
En el anexo N°1 se presenta la evolución histórica de los distintos energéticos utilizados en ambos sistemas interconectados en el período 1999-2006. Se observa el aumento de la importancia del gas natural hasta el año 2004, época en la que se iniciaron las restricciones argentinas del insumo. A partir de entonces, la participación relativa de este energético en la generación a nivel nacional ha ido disminuyendo, mientras aumenta la utilización del carbón y el petróleo como sustitutos de la menor disponibilidad de gas.

La composición de la generación eléctrica a nivel nacional en el período 2000-2006 se muestra en el gráfico siguiente:

⁸ Aún cuando la energía hidráulica es una fuente renovable, la CNE considera en esta categoría sólo a las mini y microcentrales hidroeléctricas, con potencias menores a 1000 kW (1 MW).

Gráfico 1

Composición de la generación eléctrica-Período 2000-2006



Se observa un cambio en la composición de la generación eléctrica, con incrementos del componente térmico en los años de hidrología seca (2000, 2003 y 2004).

Fuente: BCCh con base en CDEC-SIC y CDEC-SING.

III. Medición del Sector Electricidad, Gas y Agua (EGA) en Cuentas Nacionales

a. Medición de la actividad económica base 2003 en periodicidad anual

i) Descripción

El Sistema de Cuentas Nacionales (SCN 1993) es un sistema estadístico que consta de un conjunto coherente, sistemático e integrado de cuentas macroeconómicas, que ofrece un marco contable amplio y que permite el análisis, apoya la toma de decisiones y la formulación de la política económica. Constituye un registro completo y pormenorizado de las complejas actividades que tienen lugar dentro de la economía y de la interacción de los diferentes agentes. El SCN 1993 ofrece información, no sólo acerca de la actividad económica, sino también sobre los niveles de activos productivos de una economía y de la riqueza de sus habitantes en momentos determinados del tiempo.

Dentro del conjunto integrado de cuentas económicas que conforman este Sistema, las Cuentas de Producción constituyen el punto de partida de una secuencia coherente de conceptos, definiciones y clasificaciones⁹.

De acuerdo con el SCN 1993, las Cuentas de Producción registran la actividad de producir bienes y servicios. Su saldo contable es el Valor Agregado Bruto, que se define como el valor de la producción menos el valor del Consumo Intermedio, y es una medida de la contribución al PIB hecha por una unidad de producción, industria o sector¹⁰.

En este apartado se presenta la metodología de cálculo de las principales variables que definen la Cuenta de Producción. Específicamente, se pretende identificar las diferencias intrínsecas a la medición nominal y real, para las variables Valor Bruto de Producción (VBP), Consumo Intermedio (CI) y Valor Agregado (VA). La definición de estas variables se presenta a continuación:

⁹ La secuencia completa de las Cuentas por sectores institucionales es la siguiente: 1. Cuenta de producción, 2. Cuenta de generación del ingreso, 3. Cuenta de asignación del ingreso primario, 4. Cuenta de distribución secundaria del ingreso, 5. Cuenta de utilización del ingreso, 6. Cuenta de capital, 7. Cuenta financiera, 8. Cuenta de otras variaciones en el volumen de activos, y 9. Cuenta de revalorización.

¹⁰ El valor agregado bruto es la fuente de la que proceden los ingresos primarios del Sistema, y por lo tanto, se lleva a la cuenta de distribución primaria del ingreso. Por otro lado, el valor agregado puede medirse en términos netos, restando el consumo de capital fijo.

i.1) Variables de la Cuenta de Producción

a) *Valor Bruto de Producción (VBP)*: Valor de mercado de los bienes y servicios generados durante un período contable, incluidos los trabajos en curso y los productos para su utilización por cuenta propia.

b) *Consumo Intermedio (CI)*: Considera los bienes no durables y servicios consumidos en la producción del período. Además, incluye el mantenimiento y las reparaciones corrientes de los bienes de capital y los gastos de investigación y desarrollo; los gastos indirectos en el financiamiento de la formación de capital y los costos de transferencia derivada de las compras y ventas de activos no físicos y créditos financieros. Desde la perspectiva de la demanda, se denomina utilización o uso intermedio.

c) *Valor Agregado (VA)*: Se define como la producción bruta de los productores de mercado y de no mercado en valores a precios de productor, menos los valores a precio de comprador del consumo intermedio. Es equivalente a la suma de remuneraciones, impuestos indirectos netos de subvenciones, asignación para el consumo de capital fijo y excedente de operación de los establecimientos productores.

i.2) Medición Nominal y Real¹¹

Como se establece en BCCH (1994)¹², los elementos básicos del cálculo de las cuentas de producción se refieren a su medición nominal y real, dependiendo de la temporalidad de los precios utilizados en el cálculo de las transacciones sobre bienes y servicios (fundamentalmente, en la valorización de la producción o de los insumos que participan en su elaboración).

Para un año base 0, la producción bruta (VBP) del sector j viene dada por:

$$\sum \text{VBP}_{ij}^{0,0} = \sum p_{ij}^{0,0} \cdot q_{ij}^{0,0};$$

Donde $i=1, \dots, n$ corresponde a los bienes y servicios producidos por el sector (o actividad) j.

Para los años de seguimiento, el VBP se puede medir desde dos ópticas:

a) **Nominal**: corresponde a la valorización de la producción del sector j en el período t, a los precios de dicho período.

$$\sum \text{VBP}_{ij}^{t,t} = \sum p_{ij}^t \cdot q_{ij}^t;$$

b) **Real**: corresponde a la valoración de la producción del año t, a los precios del año base.

$$\sum \text{VBP}_{ij}^{t,0} = \sum p_{ij}^0 \cdot q_{ij}^t;$$

El cálculo del consumo intermedio (CI) de bienes y servicios se determina de un modo similar al comentado anteriormente.

ii) Fuentes de información

Dependiendo de la actividad económica, el origen y la cobertura de las fuentes de información varían en forma considerable.

En términos del *origen de los datos*, las fuentes de información se clasifican en información directa e indirecta.

¹¹ A este tipo de medición se le denomina también “a precios corrientes” y “a precios constantes” respectivamente.

¹² Banco Central de Chile (1994) Cuentas Nacionales de Chile 1985-1992.

Al utilizar información directa¹³, los niveles de las principales variables (VBP y CI) provienen del establecimiento o unidad económica, ya sea a través de encuestas, estados financieros, antecedentes elaborados por organismos relacionados directamente con las estadísticas del sector, entre otros. Otro tipo de información directa es la utilización independiente de valores de precio y cantidad para el cálculo de los niveles de las principales variables.

Por su parte, la información indirecta se refiere a la utilización de indicadores obtenidos mediante la extrapolación u otros métodos para el cálculo de la variable en estudio. También se considera información indirecta el uso de métodos más complejos como los modelos estadísticos¹⁴.

En cuanto a la *cobertura de los datos*, ésta dice relación con la utilización del universo de establecimientos o unidades económicas o bien, la determinación del mismo a través de la información de una muestra que es extrapolada mediante el uso de ciertos métodos estadísticos.

iii) Método

Los métodos utilizados en la elaboración de la cuenta de producción de cada actividad dependen de la cobertura, calidad y disponibilidad de las fuentes de información (BCCh, 2006)¹⁵.

En la última compilación de referencia 2003, se utilizaron los métodos de producto y de actividad. En el primer caso, se utilizan datos de producción y oferta de productos para determinar el universo, en una medición de precio por cantidad. Por su parte, el método de actividad utiliza datos contables de empresas, provenientes de estados financieros, encuestas económicas o antecedentes tributarios, para la determinación del universo. Este método contempla dos variantes: la actividad censada, en la que se dispone de antecedentes para el universo de empresas, y la actividad muestreada proyectada al universo.

Con relación al método de cálculo de las cuentas de producción, normalmente el Valor Agregado Nominal es determinado a través de la diferencia entre VBP y CI, obteniéndose sus componentes en forma directa (salvo el Excedente de Explotación que generalmente se obtiene en forma residual). Por su parte, el método para el VA a precios constantes está determinado por el cálculo del VBP y del CI. El método de “productividad constante” mantiene la relación CI/VBP del año base, de forma tal que el CI del año de referencia se extrapola por el índice de quantum del VBP. Cabe mencionar que el método óptimo es el de “doble deflación”, en el cual tanto el VBP como el CI se deflactan por separado, pudiendo utilizarse precios o extrapolación por un índice de cantidad diferenciados para cada variable.¹⁶

iv) Medición del sector EGA en la CdeR 2003

En el sector EGA se utiliza información directa, siendo la fuente principal la encuesta económica levantada por el BCCh para cada actividad, la que luego se contrasta y complementa con antecedentes de balances y/o estados financieros. Adicionalmente, se dispone de información indirecta elaborada por los principales organismos relacionados con las actividades y que constituyen indicadores externos de las mismas. Específicamente, se utiliza información de la Comisión Nacional de Energía (CNE), Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), Centro de Despacho Económico de Carga del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central (CDEC-SING y CDEC-SIC), así como antecedentes provenientes del INE. Para la actividad Agua se dispone de información elaborada por la Superintendencia de Servicios Sanitarios (SISS). Finalmente, la cobertura de la información es prácticamente el universo¹⁷.

¹³ En la Compilación de Referencia 2003 (CdeR 2003), las fuentes de información utilizadas se clasificaron en cinco categorías: registros administrativos, encuestas económicas, estados financieros, anuarios e informes estadísticos y estadísticas varias.

¹⁴ Un modelo de datos considera el uso de variables explicativas o independientes, para la definición de la variable a estimar (o dependiente), por medio de la definición de relaciones matemáticas. Los modelos pueden ser uniecuacionales o multiecuacionales.

¹⁵ Cuentas Nacionales de Chile. Compilación de Referencia 2003. Banco Central de Chile.

¹⁶ La aplicación de uno u otro método depende de la disponibilidad de estadísticas básicas a nivel de cada sector.

¹⁷ En la Compilación de Referencia 2003, la única actividad del sector que se midió con base a muestra fue Agua, la cual representó un 99,5% del universo.

Dadas las características del sector, la cuenta de producción de las actividades Electricidad, Gas y Agua se elabora a partir del método de actividad. En general, este método utiliza datos contables de empresas, provenientes de estados financieros, encuestas económicas o antecedentes tributarios, para la determinación del universo. Específicamente, la variante utilizada es el método de la actividad censada, ya que se dispone de antecedentes de todas las empresas por actividad.

El siguiente cuadro resume el método utilizado en el cálculo de cada variable incluida en el sector EGA.

Cuadro 3
Métodos utilizados en el cálculo de la cuenta de producción del sector electricidad, gas y agua

Actividades	VBP		CI		VA	
	Nominal	Real	Nominal	Real	Nominal	Real
Electricidad	Información directa	Extrapolación x IQ	Pt x Qt	Principales insumos: Extrapolación x IQ Resto de insumos: Productividad constante	VBP - CI	Doble deflación
Gas	Información directa	Extrapolación x IQ	Pt x Qt	Principales insumos: Extrapolación x IQ Resto de insumos: Productividad constante	VBP - CI	Doble deflación
Agua	Información directa	Extrapolación x IQ	Pt x Qt	Principales insumos: Extrapolación x IQ Resto de insumos: Productividad constante	VBP - CI	Doble deflación

Fuente: BCCh.

iv.1) Cálculo real

Como se establece en el cuadro 3, el componente real de las tres actividades que conforman el sector se calcula por el método de doble deflación, esto es, el cálculo del VBP y del CI se realiza en forma independiente.

En la actividad eléctrica el cálculo del VBP se realiza separadamente para las subactividades Generación, Distribución y Transmisión eléctrica, aplicando indicadores de quantum que consideran la tasa de crecimiento de la actividad de generación eléctrica y las ventas realizadas por las empresas de distribución eléctrica.

En la actividad Gas, el margen de distribución es extrapolado por un índice ponderado, tanto para el destino residencial como intermedio, obtenido a partir de la información directa de empresas, ponderando el IQ de cada empresa por la importancia de las ventas de cada una en el año de referencia. Esto se refleja en la siguiente fórmula:

$$IQ_t = \frac{\sum Q_{t,i} \times P_{0,i}}{\sum Q_{0,i} \times P_{0,i}} = \sum I_{t,i} \times \frac{Valor_{0,i}}{\sum Valor_{0,i}}$$

Donde:

$$\sum Q_{t,i} \times P_{0,i} = \text{Valor de la producción sectorial en el período } t$$

$$\sum Q_{0,i} \times P_{0,i} = \text{Valor de la producción sectorial en el período } 0 \text{ (base o referencia)}$$

En la actividad Agua se utiliza el método de extrapolación por un índice de cantidad que corresponde a la facturación de agua potable, información obtenida de la Superintendencia de Servicios Sanitarios (SISS).

Para las tres actividades, el cálculo del Consumo Intermedio se realiza por extrapolación de IQ en los insumos con mayor participación dentro del CI, y productividad constante en los insumos secundarios.

Por ejemplo, en la actividad eléctrica los niveles reales de consumo intermedio en combustible del año de referencia se extrapolan por indicadores de cantidad que corresponden a los consumos anuales de combustibles informados por los CDEC, mientras que para el cálculo del autoinsumo se utilizan como indicadores las compras de electricidad realizadas por las distribuidoras y las transacciones efectuadas en el mercado spot entre generadoras eléctricas.

Con relación a las fuentes de información utilizadas en la elaboración de la cuenta de producción, además de los organismos mencionados previamente (CDEC, SISS), se considera la información publicada por el INE, CNE, SEC, entre otros.

iv.2) Cálculo nominal

Las variables de la cuenta de producción (VBP, CI, VA) se calculan a partir de la información directa de las empresas, la cual es contrastada con los antecedentes disponibles en los estados financieros.

Se dispone de cuentas de producción nominales para la *actividad eléctrica* en las subactividades generación, distribución y transmisión, en donde el cálculo considera el tratamiento bruto de las transacciones de energía y potencia¹⁸.

Del mismo modo, se elaboran cuentas de producción nominales para las actividades Gas y Agua. En el primer caso, se determina a partir de la información de empresas bajo la óptica de margen de distribución, el cual equivale a la diferencia entre el Ingreso por Venta menos el Costo de Venta asociado¹⁹.

Por su parte, en la subactividad Agua, la medición del valor de la producción considera la venta de agua, servicios de alcantarillado, tratamiento de aguas servidas y otros ingresos diversos asociados.

Con relación al destino de la producción, en las tres actividades éste es estimado según los antecedentes proporcionados por las encuestas.

En el cálculo del valor agregado, las remuneraciones y el consumo de capital fijo se obtienen directamente de la información de encuestas. Los impuestos indirectos son compatibilizados con los antecedentes de gobierno y el excedente de explotación se obtiene en forma residual.

b. Medición de la actividad económica base 2003 en periodicidad mensual (Imacec)

i) Descripción

El Imacec es un indicador sintético de la producción mensual del conjunto de las actividades económicas a *precios constantes*, el cual es estimado a partir de la utilización de enfoques contables (BCCCh, 2005)²⁰. Dado que no existe información mensual sobre consumo intermedio para la estimación del valor agregado en el corto plazo, no puede ser interpretado como una medición del nivel del PIB. Sin embargo, sí puede considerarse una variable proxy de las variaciones del PIB si se reconoce una relación valor agregado a producción constante en términos trimestrales. Adicionalmente, el indicador tiene sentido y representatividad sólo si se utiliza en forma agregada y no desagregada por componentes.

En el caso del sector EGA, el indicador de corto plazo se calcula de forma independiente para cada una de sus actividades.

ii) Fuentes de información

A diferencia de las fuentes de información utilizadas en el cálculo anual, que comprenden antecedentes individualizados para el valor bruto de producción, el consumo intermedio y los componentes del valor agregado de cada empresa; para la estimación del Imacec sectorial, se cuenta únicamente con indicadores de quantum por actividad, considerando el supuesto de productividad constante.

¹⁸ Bajo esta modalidad, las transacciones de energía y potencia entre subactividades eléctricas se registran tanto en el VBP como en el CI.

¹⁹ El primer componente considera tanto las ventas de materias primas de gas natural, así como los ingresos por concepto de transporte del tramo internacional y nacional. Por su parte, el costo de venta del gas involucra el costo de la materia prima y el del transporte en el tramo internacional.

²⁰ BCCCh (2005) Indicador Mensual de Actividad Económica. Imacec base 1996. Serie de Estudios Económicos. N° 48.

En la actividad eléctrica, subsector con la mayor ponderación en el sector, se utilizan indicadores reales para las subactividades generación y distribución. En el primer caso, los datos de generación eléctrica informados por los Centros de Despacho Económico de Carga de ambos sistemas interconectados (CDEC-SIC y CDEC-SING)²¹ cubren prácticamente el universo de la generación nacional²², mientras que en la distribución de electricidad se utiliza información de una muestra de empresas, que representan un 80% del valor agregado de la actividad.

En el subsector Gas se recogen antecedentes de facturación de gas a partir de una muestra que representa más de un 90% del valor agregado de la actividad, y en la subactividad Agua se utiliza la información mensual de facturación de agua potable proporcionada por la Superintendencia de Servicios Sanitarios (SISS) para una muestra que cubre el 99% del subsector.

iii) Método

En la nueva base 2003, el método de cálculo del indicador mensual consiste en la extrapolación del valor agregado determinado para el año base, por el indicador de quantum calculado para cada actividad. A continuación se hace referencia a cada uno de estos indicadores.

En la generación eléctrica, se determinaron coeficientes de VA/VBP por tipo y subtipo de generación eléctrica, a partir de los costos de generación de cada central, diferenciándose por Sistema Interconectado. De este modo, una misma tecnología o tipo de generación puede presentar distintos coeficientes VA/VBP.

El nivel de desagregación con el que se calcula mensualmente el VA de la generación eléctrica se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro 4
Tipos y subtipos de generación eléctrica en la medición del VA mensual

Tipo	Subtipo
Ciclo Combinado	Gas Diesel
Hidráulica	Embalse Pasada
Térmica Eficiente	Carbón Carbón-Petcoke Desechos Gas
Térmica Ineficiente	Carbón Diesel Diesel-Fuel Fuel

Fuente: Elaboración propia

Por otra parte, en las actividades Gas y Agua el método de cálculo es similar, ya que el valor agregado del año de referencia se extrapola por el índice de quantum definido para el seguimiento en cada caso.

La tasa sectorial queda determinada por el comportamiento de cada actividad, ponderada por su importancia relativa en cada mes. En este sentido, la actividad eléctrica determina en gran medida las tasas del sector EGA²³, sin embargo, se aprecian diferencias entre ambas tasas durante algunos períodos.

En el siguiente gráfico se presenta la evolución de las tasas de crecimiento del Imacec del sector EGA y de la actividad eléctrica para el período 2004-2006.

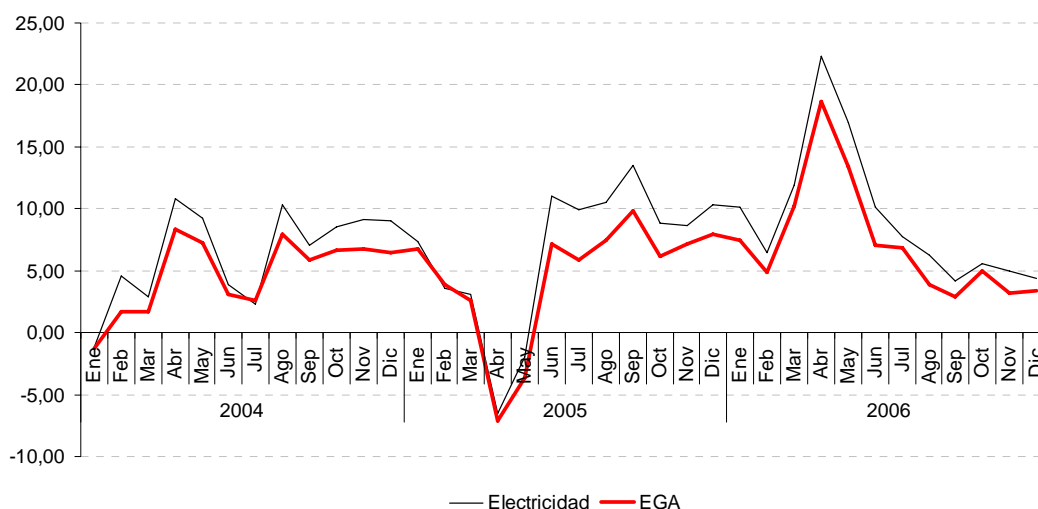
²¹ En el SING se excluye la generación de la empresa AES GENER en la central Salta, por estar localizada en territorio argentino. Cabe mencionar que en el año 2003, la generación de esta central representó un 17% de la generación de este sistema y un 4% de la generación total del país.

²² Aproximadamente un 96% en el año de referencia 2003.

²³ El coeficiente de correlación entre ambas series en tasas de crecimiento para el período 2004 -2006 es 98%.

Gráfico 2

Tasas de crecimiento Imacec Sector EGA y actividad eléctrica (%). Base 2003. Período 2004-2006.



Fuente: Elaboración propia

IV. El Valor Agregado de la Generación Eléctrica

Tal como se mencionó anteriormente, el comportamiento del sector EGA queda fuertemente determinado por la actividad eléctrica, especialmente por el desarrollo de la Generación. Luego, el análisis de esta subactividad es fundamental para comprender las relaciones existentes entre, por ejemplo, la disponibilidad de un insumo básico de generación térmica como el gas natural, y su impacto en el valor agregado del sector.

En esta sección se presenta un ejercicio teórico de sustitución de unidades energéticas producidas con distintos combustibles, analizando su efecto en el valor agregado de la actividad. Para ello, se establecen previamente las relaciones entre las principales variables involucradas en las decisiones de generación eléctrica con distintas tecnologías disponibles, calculando el aporte al valor agregado por tipo de generación y determinando coeficientes técnicos asociados a cada una de ellas.

a) El modelo de despacho de centrales eléctricas

El objetivo principal de los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) es garantizar la operación económica de sus respectivos sistemas interconectados, preservando a la vez la seguridad en el suministro del servicio eléctrico. Para ello, los CDEC utilizan modelos de programación que determinan el orden de mérito en que las centrales de sus sistemas deben ser despachadas.

El modelo utilizado actualmente por el SIC se constituye en dos etapas secuenciales: el modelo de Programación de Largo Plazo (PLP) y el modelo de Programación de Corto Plazo (PCP). Ambos se encargan de minimizar el costo total de operación y racionamiento del sistema. El primero utiliza variables estocásticas para determinar un costo total esperado de mediano y largo plazo, mientras que el segundo usa información determinística para resolver la planificación de corto plazo²⁴.

Para resolver el problema de optimización, el modelo PLP considera la demanda futura de energía en cada punto del sistema (barras) para un horizonte determinado²⁵, basándose en las estimaciones de demanda elaboradas por la CNE, antecedentes históricos²⁶ de consumo por barra, mes y día tipo (desagregando el consumo regulado del de clientes libres); previsión de ventas en el sistema; e

²⁴ El modelo PLP emplea el algoritmo de Programación Dinámica Dual Estocástica, mientras que el modelo PCP emplea el algoritmo de Programación Dinámica Dual Determinística.

²⁵ Generalmente, el horizonte es de 5 a 10 años.

²⁶ Datos de facturación del año inmediatamente anterior.

información sobre vigencia y localización de grandes proyectos industriales. El horizonte de estudio es discretizado para distribuir adecuadamente la demanda por etapas²⁷.

En cuanto a la oferta de energía, cada semana las empresas del sistema entregan al CDEC-SIC información actualizada respecto a las siguientes variables:

- Unidades de generación disponibles.
- Costos de combustible de las centrales térmicas.
- Cotas iniciales esperadas de los embalses a las cero horas del día en que entra en vigencia la política de operación.
- Caudales esperados y energías afluentes a las centrales hidráulicas del sistema.
- Restricciones de cotas de los embalses.
- Volúmenes de economías y compensaciones (convenios de riego)
- Mantenimientos.

Adicionalmente, el modelo utiliza la siguiente información: centrales existentes e ingresos de nuevas unidades, líneas de transmisión disponibles, perfiles de demanda de energía, tasa de falla, rendimiento de las centrales, fijaciones tarifarias, disponibilidad de insumos y planes anuales de mantenimientos mayores de las centrales.

Con los antecedentes disponibles, la naturaleza estocástica del modelo PLP ofrece diferentes opciones a utilizar para su ejecución, suponiendo la probabilidad de ocurrencia de distintos escenarios hidrológicos²⁸. Tras la ejecución de sucesivas iteraciones, la fase de optimización permite hacer un muestreo de los posibles estados por los que transitará el sistema, permitiendo determinar una función de costo futuro (FCF) esperada.

Tras su ejecución, el modelo PLP entrega información detallada para la planificación en las siguientes variables:

- Perfiles de generación para todas las centrales del sistema, para todo el horizonte de planificación y para cada escenario simulado.
- Trayectorias de cotas de los principales embalses del sistema.
- Flujos de energía por las principales líneas, fundamentalmente para las primeras etapas en que se dividió el horizonte de planificación.
- Perfil de costos marginales.
- Nivel de falla esperada.

Finalmente, el modelo PCP funciona como la versión determinística del PLP, utilizando como condición de borde la función de costo futuro esperada que arroja este último, y entregando información de salida análoga a la recién señalada para horizontes de planificación aún más discretos, permitiendo la planificación horaria del despacho semanal.

Con los resultados entregados por ambos modelos se determinan las políticas de operación en tiempo real del sistema, las que son realizadas y supervisadas por el CDEC, decisiones que, como se ha dicho, están orientadas a la operación del sistema a mínimo costo, sujeto a exigencias sobre la seguridad del suministro eléctrico.

El orden de mérito para el despacho de las centrales queda determinado por los resultados del modelo. Sin embargo, en la práctica, la implementación de estas decisiones está sujeta a la ocurrencia de eventos no previstos que impliquen la salida forzada de alguna central.

b) Relación entre las decisiones de generación y la disponibilidad de insumos

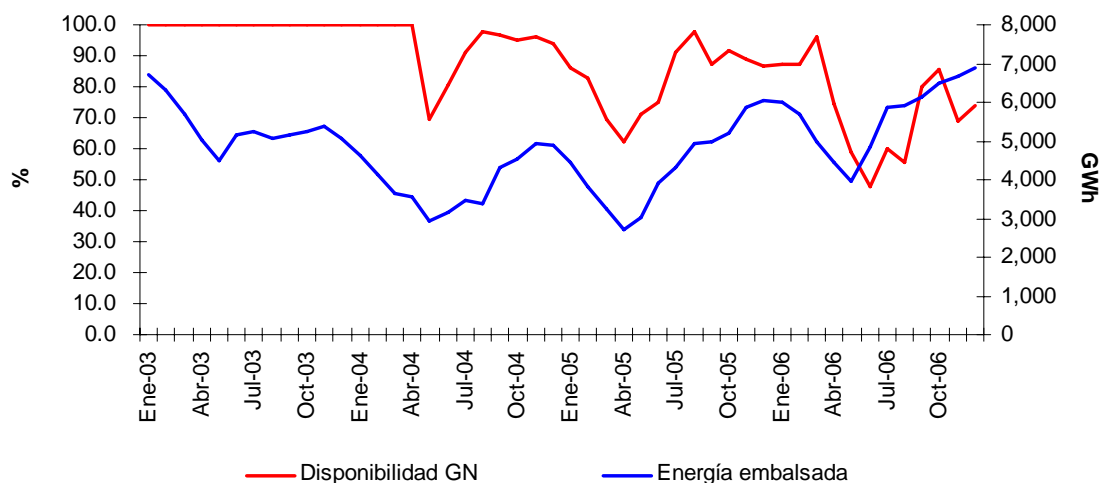
El siguiente gráfico muestra la disponibilidad de los dos principales recursos de generación (agua y gas natural) en el período enero 2003 – diciembre 2006. La disponibilidad del recurso hídrico está

²⁷ Aunque en el PLP el rango mínimo de discretización es mensual, las primeras cuatro etapas de división del horizonte son semanales.

²⁸ La formulación del problema admite un tratamiento especial para aquellas estaciones nivopluviales. Así, el año hidrológico que va de abril de un año a marzo del año siguiente distingue un período de “independencia hidrológica” entre Abril y Septiembre y un período de “incertidumbre reducida” entre Octubre y Marzo.

representada por la energía embalsada²⁹, mientras que la disponibilidad del gas natural se expresa como porcentaje de la demanda satisfecho por la oferta.

Gráfico 3
Disponibilidad de gas natural y energía embalsada



Fuente: Elaboración propia en base a información de la CNE.

Se observa que el inicio de cada año hidrológico (Abril) marca generalmente los niveles mínimos de energía disponible en los embalses. El período de lluvias (Abril a Septiembre) permite aumentar estos niveles, los que continúan favoreciéndose por los caudales provenientes de los deshielos durante la primavera (Octubre a Diciembre). Ya sin lluvias ni deshielos, los primeros meses del año calendario (Enero a Marzo) determinan el declive del nivel de los embalses, hasta la llegada de Abril y el inicio de un nuevo ciclo hidrológico.

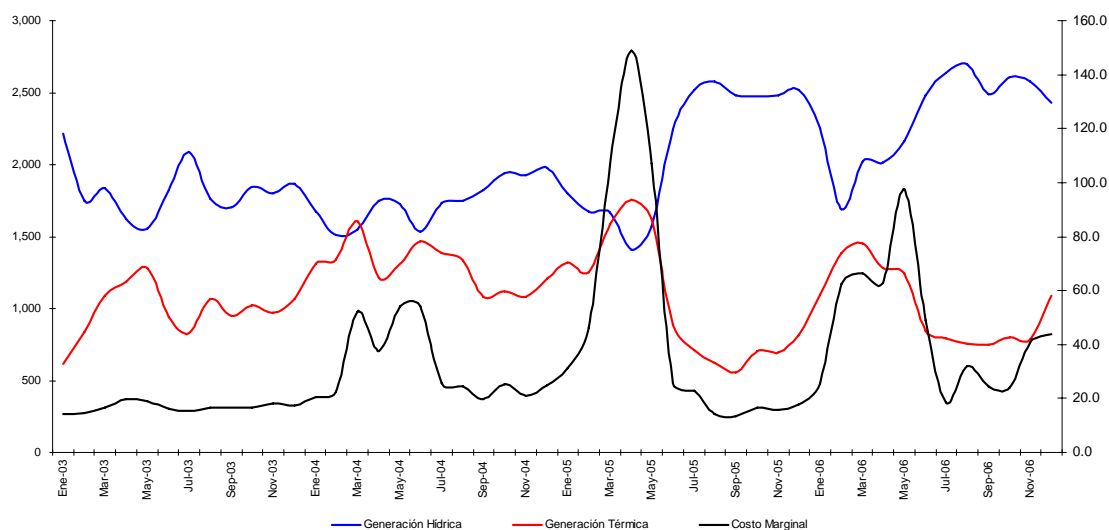
Por otra parte, el gas natural proveniente de Argentina se transformó en un recurso escaso desde que, en Mayo de 2004, comenzaron las restricciones al suministro. En general, el comportamiento de la restricción de gas natural no ha mostrado un patrón definido, debido a la diversidad de variables de las que depende el nivel de disponibilidad del recurso argentino (condiciones climatológicas en el país trasandino, mantenimientos de centrales eléctricas y desastres naturales, entre otras).

Como se observa en el siguiente gráfico, los distintos escenarios de disponibilidad de los principales insumos afectan los costos marginales de generación, y con ello, las decisiones de despacho de los distintos tipos de centrales.

²⁹ Obviando la generación hidráulica de centrales de pasada, las que son despachadas en el mismo momento en que el recurso hídrico está disponible. De este modo, se pretende reflejar el espacio de maniobra efectivo para la toma de decisiones por parte del CDEC.

Gráfico 4

Generación hidro y termoeléctrica (en GWh) y costos marginales de generación (en US\$/GWh)



Fuente: elaboración propia en base a información del CDEC-SIC.

En el gráfico es posible ver cómo los períodos en que los costos marginales de generación alcanzan su punto más alto quedan claramente explicados por la escasez del recurso hídrico y de gas natural (gráfico 3), lo que obliga a operar el sistema con combustibles más caros. En consecuencia, la generación térmica crece en estos meses en desmedro de la generación hidráulica, impactando el valor agregado de la actividad según se describe en el siguiente punto.

c) Coeficientes técnicos de VA por tipo de generación

Con el objetivo de diferenciar el aporte a la economía de las distintas tecnologías de generación eléctrica, dentro del proceso de elaboración de la compilación de referencia 2003 se calcularon coeficientes técnicos de valor agregado sobre el valor bruto de producción (VA/VBP) para cada central eléctrica en los sistemas interconectados del país³⁰.

Las fuentes de información utilizadas para el cálculo de los coeficientes fueron, por un lado, los Informes Técnicos Definitivos para la fijación del Precio Nudo de abril y octubre del año 2003, para el SING y para el SIC, elaborados por la Comisión Nacional de Energía (CNE), y, por otro lado, las cuentas de producción de la actividad construidas en el marco de la compilación de referencia del mismo año.

i) Determinación del Valor Bruto de Producción (VBP)

Desde el punto de vista de las generadoras eléctricas, una vez que el precio de la energía y la potencia queda determinado centralizadamente por la Comisión Nacional de Energía (CNE), el ingreso por venta de cada unidad energética es independiente de la tecnología con que fue generada. De este modo, el valor de producción de una unidad energética se asimiló, para cada sistema interconectado, con el promedio de los precios monómicos³¹ resultantes de las fijaciones de precio nudo en Abril y Octubre de 2003.

Además, y de acuerdo a la estructura de la cuenta de producción construida para la subactividad de generación eléctrica en el año 2003, se obtuvo que los ingresos por venta de energía y potencia representan un 95% del total de los ingresos, por lo que los precios monómicos fueron ajustados al alza por un factor de corrección (α) para precisar la estimación del VBP total.

³⁰ Considera el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC). En el cálculo de los coeficientes mencionados no se incluyeron los sistemas eléctricos de Aysén y Magallanes, que representan en conjunto menos de un 1% de la potencia instalada del país.

³¹ Tarifa que combina el precio de nudo de la energía y de la potencia para una unidad energética en un punto fijo de conexión al sistema. Para el SING se consideró el nudo Antofagasta, mientras que para el SIC se consideró el nudo Alto Jahuel.

En resumen, el valor bruto de producción de una unidad energética fue calculado como:

$$VBP_i = \left(\frac{\text{Precio Monómico Abril 2003} + \text{Precio Monómico Octubre 2003}}{2} \right)_i \times \alpha$$

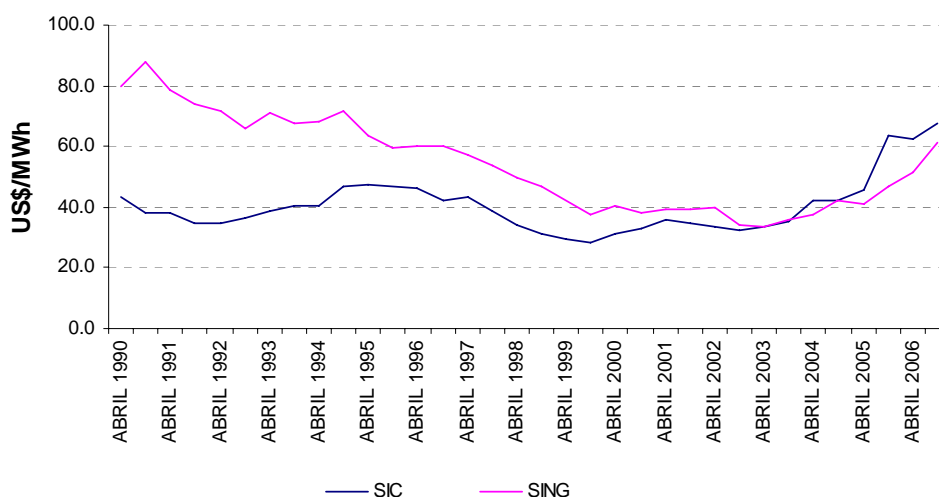
Donde: i = SING, SIC

$$\alpha = \frac{100}{\% \text{ en el VBP de la energía y la potencia}}$$

Aplicación

Los precios medios (monómicos) determinados por la CNE reflejan el costo de producción de la energía. El siguiente gráfico muestra estos precios para ambos sistemas interconectados entre Abril de 1990 y Octubre de 2006.

Gráfico 5
Precio medio de generación eléctrica



Fuente: CNE

Los efectos del gas natural como combustible utilizado para la generación se observan en dos etapas en el gráfico. Primero, su introducción en el año 1996, implicó una caída de los costos de generación en ambos sistemas. Por el contrario, las restricciones del insumo proveniente de Argentina muestran cómo vuelven a aumentar los costos de producir energía, a partir del año 2004. Entre estos dos hitos, el año 2003 presenta precios medios que, coyunturalmente, son similares para ambos sistemas interconectados, por lo que las estimaciones de VBP realizadas en el modelo arrojan resultados parecidos en los dos casos. De este modo, el análisis de los diferentes aportes al valor agregado de las centrales eléctricas se concentra en los componentes del consumo intermedio.

ii) Determinación del Consumo Intermedio (CI)

Es posible distinguir tres componentes en el cálculo del CI de la generación eléctrica: costos fijos (CF), costo de combustible (CC), y costos variables no combustibles (CVNC).

Los costos fijos (CF) incluyen los costos en que incurre una central de manera independiente a la generación que despacha. Su cálculo se realiza a partir de la cuenta de producción de la subactividad, incluyendo ítems tales como arriendo de bienes muebles e inmuebles, gastos básicos y de oficina, servicios prestados por terceros, etc. Así, con información de empresas utilizada en la elaboración de la

compilación de referencia 2003, se determinó un único componente de costo fijo por sistema interconectado.

Para el cálculo de los componentes que sí dependen de la tecnología utilizada en la generación eléctrica (costos variables, CV), se usó la información proporcionada por la CNE en los Informes Técnicos Definitivos para las fijaciones de Precio Nudo de abril y octubre del año 2003, en los que se señalan, para cada central eléctrica³², los costos variables debido al uso de un determinado combustible (Costo de Combustible, CC) y debido a parámetros técnicos relacionados con la central distintos del combustible utilizado (costos variables no combustibles, CVNC).

En resumen:

$$CI_j = CF_i + CV_j = CF_i + CC_j + CVNC_j$$

donde:

j = central eléctrica

i = sistema interconectado al que pertenece la central j

Aplicación

Como se mencionó previamente, los costos fijos no dependen del tipo de combustible utilizado, pero sí quedan determinados de manera independiente para cada sistema interconectado. Los resultados señalan que el costo fijo unitario en el SING (5,08 US\$/MWh) es considerablemente más alto que el del SIC (3,32 US\$/MWh), evidenciando en este aspecto economías de escala en la generación eléctrica (la generación del SIC triplica a la del SING).

En cuanto a los costos variables, para el año 2003 el SING presenta ventajas en el ítem combustibles. Como se muestra en el cuadro, el sistema del Norte Grande incurre, en promedio, en un menor costo unitario por la utilización de los principales insumos de generación termoeléctrica³³.

Cuadro 5

Costo unitario de combustible por sistema interconectado (US\$/MWh)

Combustible	SING	SIC
Gas Natural (ciclo combinado)	9,07	16,31
Carbón	17,88	26,94
Diesel	81,67	99,40

Fuente: Elaboración propia con base en CNE

Considerando que el costo por combustible representa el principal componente del consumo intermedio de las centrales, lo anterior implica que los coeficientes de VA/VBP sean, en general, mayores en las centrales térmicas del Norte Grande. El cuadro siguiente muestra los coeficientes promedio por sistema interconectado y por tipo de generación.

³² Más aún, en el caso del SING se incluye información para cada unidad generadora.

³³ Los costos unitarios presentados suponen la generación a plena capacidad de ambos sistemas, es decir, incorporan los costos en que incurriría el sistema con todas sus centrales en funcionamiento. De este modo, las cifras señaladas representan no sólo el costo del insumo, sino también características específicas de las centrales. Por ejemplo, el costo de la utilización de carbón en el SIC se ve afectado por la menor eficiencia de centrales antiguas como Laguna Verde y Huasco, que cuentan con un elevado consumo específico.

Cuadro 6
Coeficientes VA/VBP promedio por sistema interconectado y tipo de generación

Tipo de Generación	Combustible	SIC	SING	SIC-SING
Hidráulica	-	0,91	0,86	0,90
Térmica	Licor Negro	0,52	-	0,53
	Gas Natural – Ciclo Combinado	0,41	0,59	0,48
	Carbón-Petcoke	0,45	0,42	0,45
	Desechos Forestales	0,32	-	0,33
	Carbón	0,07	0,34	0,25
	Gas Natural – Ciclo Abierto	0,21	0,40	0,24
	Fuel	-	-0,56	-0,53
	Diesel	-1,88	-1,64	-1,71
	Diesel-Fuel	-2,11	-2,19	-2,15

Fuente: Elaboración propia con base en CNE

En el cuadro anterior se aprecia que el mayor coeficiente VA/VBP se registra para la generación hidroeléctrica, con un 0,90 a nivel conjunto. También se confirma la importancia en el valor agregado de la generación de ciclo combinado a gas natural, con un coeficiente global de 0,48. Más abajo se ubica la generación térmica tradicional a carbón con un 0,25. Finalmente, se verifica que el uso de combustibles líquidos (diesel y fuel) implica un valor agregado negativo para la actividad³⁴.

Finalmente, el Valor Agregado de la central eléctrica “j” perteneciente al sistema interconectado “i” queda definido por la fórmula:

$$VA_j = VBP_i - CI_j$$

iii) Efecto de la sustitución de unidades energéticas en el VA de la actividad

Los coeficientes señalados son una medida de cuanto aporta al valor agregado de la actividad de inyectar una unidad adicional al sistema con el tipo de generación asociado. Sin embargo, debe considerarse el efecto de sustitución entre un tipo de generación y otro, de manera que el crecimiento de la actividad se ve afectado tanto por la nueva unidad generada como por la unidad reemplazada.

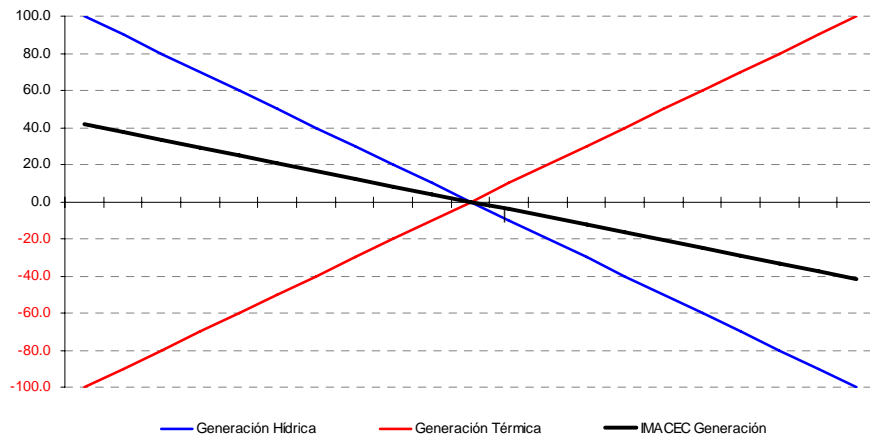
El siguiente gráfico muestra la relación entre los tipos de generación y el crecimiento de la subactividad, a través de un grupo de escenarios posibles en la composición de la generación de un mes cualquiera, y basándose en los siguientes supuestos simplificadores:

- Los tipos de generación se han agrupado sólo en dos categorías: hídrica y térmica³⁵.
- La generación física total es constante, sólo cambia la composición de los tipos de generación.
- En el período base, la generación es idéntica para ambas tecnologías.
- El coeficiente VA/VBP de la generación térmica es un promedio simple de los coeficientes de las dos principales tecnologías de generación (carbón y gas natural en ciclo combinado).

³⁴ Es decir, el costo de generar una unidad energética con este tipo de combustibles es mayor que el precio medio determinado para un sistema cuya composición incluye alternativas de generación más baratas.

³⁵ Es posible extrapolar la lógica del ejercicio a “n” dimensiones para incluir simultáneamente las series de generación del recurso hídrico y de “n-1” combustibles.

Gráfico 6
Coeficiente VA/VBP e Imacec actividad Generación eléctrica.

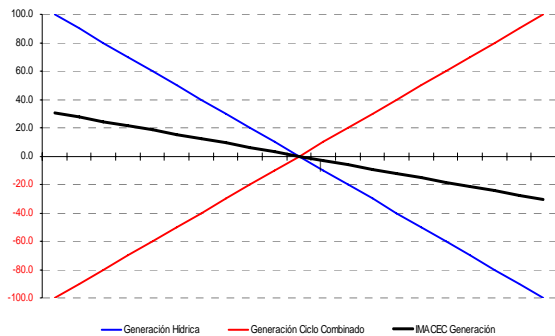


Fuente: elaboración propia

En la figura, el crecimiento de la subactividad transita acotado por las tasas de crecimiento de ambos tipos de generación, correlacionado positivamente con aquél de mayor aporte al valor agregado, es decir, la generación hídrica. Así, el escenario óptimo se produce cuando la sustitución hidro-térmica es absoluta, esto es, la generación hídrica se duplica y, dado el supuesto de generación total constante, la generación térmica es nula. En el otro extremo, cuando es la generación térmica la que presenta un crecimiento de 100% y no existe generación hídrica, el crecimiento del sector es el mínimo.

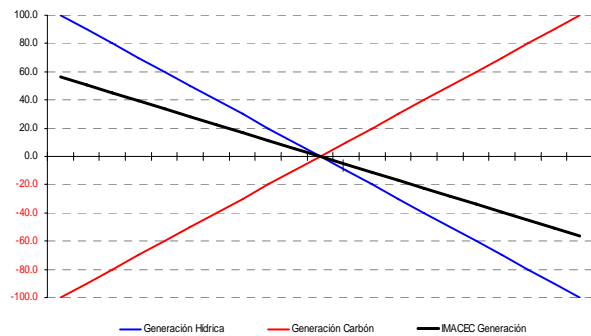
La lógica del ejercicio es replicable para graficar el efecto en el valor agregado de la sustitución entre dos tipos de generación cualquiera. Mientras mayor sea la brecha en los coeficientes VA/VBP, es decir, mientras se sustituya la generación de una unidad energética de una tecnología más ineficiente por otra más eficiente, mayor será el crecimiento de la actividad.

Gráfico 6.1
Sustitución hidro-ciclo combinado



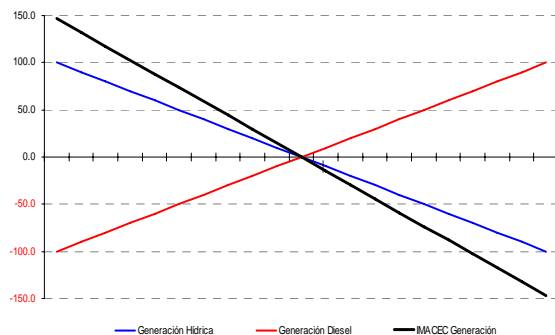
Fuente: elaboración propia

Gráfico 6.2
Sustitución hidro-carbón



Fuente: elaboración propia

Gráfico 6.3
Sustitución hidro-diesel

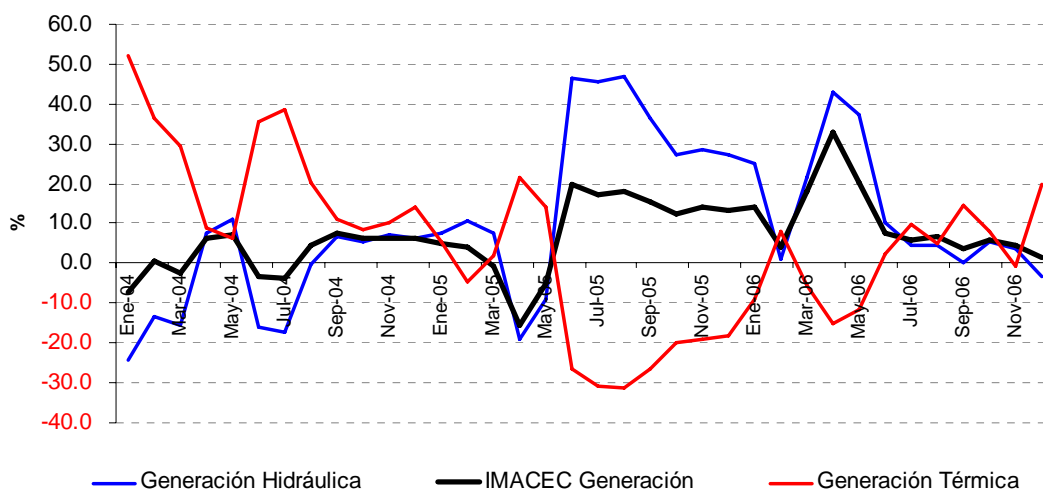


Fuente: elaboración propia

Los gráficos muestran cómo la sustitución hidro-térmica impacta el valor agregado según el combustible que está siendo reemplazado. Si la unidad sustituida utilizaba gas natural en ciclo combinado ($VA/VBP=0.48$), el efecto es menor que si ésta operaba a carbón ($VA/VBP=0.25$). Un caso especial sería la sustitución de una unidad que opera con diesel ($VA/VBP=-1.71$), pues dado su aporte negativo al valor agregado, su menor producción constituye una contribución al valor agregado adicional a la realizada por la nueva unidad generada con agua ($VA/VBP=0.90$).

Aún cuando los escenarios descritos se basan en supuestos simplificadores, la lógica que permite comprender la relación entre los tipos de generación y el valor agregado se valida al observar la trayectoria de estas variables en una serie real. El siguiente gráfico muestra el crecimiento de la actividad para el período Enero 2004 – Diciembre 2006, relacionándolo con las tasas de crecimiento de la generación hídrica y térmica en términos físicos³⁶.

Gráfico 7
Generación hidráulica y térmica e Imacec Generación Eléctrica



Fuente: elaboración propia, más información del CDEC-SIC

El coeficiente de correlación entre las series de generación hídrica y térmica es de -0.95. Estas trayectorias prácticamente opuestas grafican el efecto de sustitución antes mencionado. Por su parte, el crecimiento de la subactividad transita entre las series de generación, correlacionado positivamente con aquella de mayor aporte al valor agregado³⁷.

A la luz de estos resultados, surge claramente ventajosa la opción de generar electricidad maximizando la utilización de los recursos con un mayor coeficiente VA/VBP, especialmente el recurso hídrico. Sin embargo, como se ha visto, el orden de mérito en el despacho de centrales determinado por los CDEC de cada sistema responde a la aplicación de un modelo de optimización dinámica estocástica que no sólo se hace cargo de la operación del sistema al menor costo, sino también con la mayor seguridad en el suministro eléctrico en el tiempo.

Por último, es necesario señalar algunas precisiones al modelo presentado:

- Los resultados expuestos se circunscriben al año para el cual fueron calculados los parámetros del modelo, es decir, el año 2003. Variables como la volatilidad de sus precios y la disponibilidad de suministro hacen de esto un elemento particularmente relevante en la determinación de los costos de los combustibles.
- Bajo el modelo presentado subyace un importante supuesto: para la actividad de generación eléctrica sólo existe el mercado regulado (venta a distribuidoras), omitiendo explícitamente el mercado de clientes libres (ventas a mineras y grandes industrias) y el mercado spot (transacciones entre generadoras). Este supuesto se incorpora, por el lado de los costos, al excluir las compras de energía y potencia en el cálculo de los costos fijos³⁸, y por el lado de los ingresos, al determinar el VBP exclusivamente en base a los precios de nudo. Aún cuando esta simplificación describe un mercado que no es completamente fiel a la realidad, dadas las características del sector, constituye en la práctica el mejor acercamiento posible hacia la determinación de los coeficientes calculados.

³⁶ Considera el conjunto SING-SIC.

³⁷ Los coeficientes de correlación entre la serie de valor agregado y las series de generación son 0.92 (hídrica) y -0.80 (térmica).

³⁸ Compras que representan alrededor del 40% del consumo intermedio de la actividad.

- En el cálculo del consumo intermedio, se excluyen los costos por peajes de transmisión de energía. Con esto, se está considerando el valor de la unidad energética en la barra de inyección de la central.
- La fijación de precios de nudo realizada por la CNE no incluye valores para los Costos de Combustible ni para los Costos Variables no Combustibles (CVNC) de las centrales hidroeléctricas, aún cuando rigurosamente estas variables son prácticamente despreciables.
- La generación térmica no tradicional (desechos forestales y licor negro) sólo se realiza en algunas centrales del SIC, por lo que esta tipología no se considera en la estructura del SING. Del mismo modo, la generación exclusiva con fuel sólo corresponde a algunas centrales del SING, por lo que esta clasificación no figura en la estructura del SIC³⁹.
- Para la generación térmica no tradicional, la CNE determina directamente un Costo Total de generación (que varía según rangos de potencia máxima), pues las empresas propietarias de estas unidades generan energía de forma paralela a otros procesos de transformación, utilizando como combustible subproductos de esos mismos procesos.

³⁹ Escenario del parque generador a Diciembre de 2003.

V. Comentarios finales

La relevancia del sector EGA en la economía nacional radica en la producción de servicios básicos que son demandados transversalmente por todas las ramas de actividad. Por ello, el desempeño de las actividades que componen el sector, esto es, Electricidad, Gas y Agua, tiene implicancias directas en el desarrollo de otras industrias y por consiguiente en la economía nacional.

Además, por tratarse de un sector regulado y supervisado por distintos organismos estatales, presenta una alta disponibilidad de información, facilitando una buena aproximación al desarrollo de sus actividades, tanto en la medición anual como en la de corto plazo (Imacec).

Cualquiera sea el caso, el comportamiento del sector queda fuertemente determinado por la actividad eléctrica, que representa más de un 70% del valor agregado sectorial. Luego, los avances en el análisis de esta actividad implican una mayor comprensión del sector y un consecuente mejoramiento en la calidad de los indicadores que miden su desarrollo.

En la presente nota se analizó la subactividad Generación eléctrica, que explica más del 60% de la actividad Electricidad. En particular, se estudió el modelo de despacho de centrales utilizado por el Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC) y los efectos que estas decisiones de generación tienen sobre el valor agregado sectorial, estableciendo que las relaciones entre las variables involucradas pueden entenderse como una serie de eventos encadenados.

Una primera variable clave es la disponibilidad de los insumos de generación. La utilización de combustibles para la generación térmica, teóricamente disponibles en un 100%, permite regular el uso de la energía embalsada, recurso cuya disponibilidad está sujeta a la estacionalidad del ciclo hidrológico. De ese modo, en los períodos en que los embalses están en sus niveles más bajos, se intensifica el despacho de centrales térmicas y se registran los más altos costos marginales de generación del sistema. La escasez de combustibles aumenta la brecha entre la generación hídrica y térmica en los meses en que existe energía embalsada disponible, así como los costos marginales de generación en los períodos en que los embalses están en sus niveles mínimos y es necesario utilizar combustibles escasos y, en consecuencia, más caros.

La composición hidro-térmica de la generación eléctrica que resulta de las decisiones de despacho de centrales, permite a su vez explicar el desarrollo de la actividad, el que es posible medir con mayor precisión en la medida en que exista una mayor diferenciación entre las tecnologías de generación. Como es de suponer, al no incluir un componente de costo por combustibles, la generación hidráulica contribuye con un mayor aporte al valor agregado que la generación térmica. Más aún, la determinación de coeficientes técnicos por central generadora robustece de manera significativa la medición del valor agregado sectorial, al distinguir, además del tipo de tecnología y combustible, variables de costo asociadas a cada central, tales como eficiencia de las unidades generadoras, antigüedad de la central, insumos para mantenciones, entre otras.

El crecimiento de la generación puede separarse entre su componente de crecimiento "bruto", es decir, la variación de energía generada con cualquier tecnología, y un efecto de sustitución, que supone una variación en el valor agregado de la actividad por un simple cambio en la eficiencia del sistema. Los coeficientes técnicos determinados en la compilación de referencia 2003 permiten estimar la magnitud de esta sustitución en función de las unidades de generación involucradas. Por ejemplo, si es necesario sustituir una unidad de energía generada con gas natural, el valor agregado de la actividad caerá si ésta es reemplazada por una unidad energética generada con un combustible más caro (a precios del año de referencia), como el carbón o el petróleo diesel, pero subirá si es reemplazada por una unidad energética más eficiente, como el agua. En otras palabras, un escenario crítico en la disponibilidad de un insumo sólo tiene efectos directos negativos en el corto plazo si no es posible reemplazarlo por otro insumo más eficiente o, en términos de los parámetros establecidos en esta nota, por otra unidad con un mayor coeficiente técnico.

VI. Bibliografía

Banco Central de Chile (1994) Cuentas Nacionales de Chile 1985-1992. Junio 1994.

Banco Central de Chile (2005) Indicador Mensual de Actividad Económica. Imacec base 1996. Serie de Estudios Económicos. N°48.

Banco Central de Chile (2006) Cuentas Nacionales de Chile. Compilación de Referencia 2003.

Banco Central de Chile (2007) Cuentas Nacionales de Chile. 2003-2006.

Centro de Despacho Económico de Carga - Sistema Interconectado Central (2006) Estadísticas de Operación 1997/2006.

Centro de Despacho Económico de Carga - Sistema Interconectado Central (2006) Estadísticas de Operación 1997/2006.

Naciones Unidas, Comisión de las Comunidades Europeas-EUROSTAT, Fondo Monetario Internacional, Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos, Banco Mundial (1993), Sistema de Cuentas Nacionales 1993, Bruselas, Luxemburgo, New York, París, Washington D.C.

Comisión Nacional de Energía (2005) Estadísticas Sector Energía Chile 1990 – 2004. Santiago.

Jara Tirapegui, Wilfredo (2006) Introducción a las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Endesa Chile

Raineri, Ricardo (2006) “Where it all started” en “Electricity Market Reform. An International Perspective”. Elsevier Global Energy Policy and Economics Series. Great Britain.

Anexo 1

Evolución de la generación eléctrica por Sistema Interconectado Período 1999-2006.

SIC

Energético	Tipo de central	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Hidráulica		12.757	18.450	20.994	22.457	21.799	20.823	25.375	27.997
	Embalse	6.608	10.508	12.386	13.109	12.945	12.407	16.051	18.027
	Pasada	6.149	7.943	8.608	9.348	8.853	8.415	9.325	9.970
Térmicas		14.109	11.049	9.728	9.444	11.840	15.436	12.540	12.268
	Carbón	5.539	4.241	3.395	3.079	3.556	4.804	4.266	5.487
	Gas natural	5.420	6.042	5.944	5.990	7.850	9.917	6.617	5.820
	Petróleo	2.236	150	1	1	2	69	1.182	390
	Desechos	914	616	387	374	432	646	474	570
Total		26.866	29.499	30.723	31.901	33.638	36.259	37.915	40.266

SING

Energético	Tipo de central	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Hidráulica		60	56	64	67	66	66	63	70
	Embalse	-	-	-	-	-	-	-	-
	Pasada	60	56	64	67	66	66	63	70
Térmicas		8.932	9.243	9.751	10.300	11.351	12.264	12.943	13.166
	Carbón	7.494	5.186	2.877	3.822	3.227	4.617	4.588	6.609
	Gas natural	1.057	3.907	6.784	6.450	8.105	7.572	8.340	6.477
	Petróleo	381	150	90	28	19	75	15	81
	Desechos	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		8.992	9.299	9.815	10.367	11.417	12.330	13.005	13.236

SIC+SING

Energético	Tipo de central	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Hidráulica		12.817	18.506	21.058	22.524	21.864	20.889	25.438	28.067
	Embalse	6.608	10.508	12.386	13.109	12.945	12.407	16.051	18.027
	Pasada	6.209	7.999	8.672	9.415	8.919	8.481	9.387	10.040
Térmicas		23.041	20.292	19.479	19.744	23.191	27.700	25.482	25.434
	Carbón	13.034	9.427	6.272	6.901	6.783	9.421	8.854	12.096
	Gas natural	6.476	9.949	12.729	12.440	15.956	17.489	14.957	12.297
	Petróleo	2.617	300	91	29	20	144	1.197	471
	Desechos	914	616	387	374	432	646	474	570
Total		35.858	38.798	40.537	42.268	45.055	48.589	50.920	53.502

Fuente: CDEC-SIC y CDEC-SING.

NÚMEROS ANTERIORES

PAST ISSUES

Los Estudios Económicos Estadísticos en versión PDF pueden consultarse en la página en Internet del Banco Central www.bcentral.cl. El precio de la copia impresa es de \$500 dentro de Chile y US\$12 al extranjero. Las solicitudes se pueden hacer por fax al: (56-2) 6702231 o por correo electrónico a: bcch@bcentral.cl

Studies in Economic Statistics in PDF format can be downloaded free of charge from the website www.bcentral.cl. Separate printed versions can be ordered at a price of Ch\$500, or US\$12 from overseas. Orders can be placed by fax: (56-2) 6702231 or email: bcch@bcentral.cl

- | | |
|--|------------|
| SEE-60
Efectos de Valoración en la Posición de Inversión Internacional de España
Arturo Macías y Álvaro Nash | Julio 2007 |
| SEE-59
Metodología de Cálculo de Índices de Valor Unitario de Exportaciones e Importaciones de Bienes
María Isabel Méndez | Julio 2007 |
| SEE-58
Contenido de Importaciones en las Exportaciones Chilenas 1986-2005; Análisis de Insumo Producto
Claudia Henríquez G. y José Venegas M. | Julio 2007 |
| SEE-57
Metodología de la Encuesta sobre Condiciones Generales y Estándares en el Mercado de Crédito Bancario
Alejandro Jara y Carmen Gloria Silva | Abril 2007 |
| SEE-56
Mercados de Derivados: Swap de Tasas Promedio Cámara y Seguro Inflación
Felipe R. Varela Gana | Abril 2007 |
| SEE-55
Empalme del PIB y de los Componentes del Gasto: Series Anuales y Trimestrales 1986-2002, Base 2003
Michael Stanger V. | Marzo 2007 |

SEE-54	Diciembre 2006
Aperturas analíticas del Balance del Banco Central de Chile e información de liquidez en moneda extranjera	
Crupe de Trabajo coordinado por Teresa Cornejo y Luis Salomó	
SEE-53	Mayo 2006
Agregados Monetarios: Nuevas Definiciones	
Erika Arraño	
SEE-52	Abril 2006
Producto Interno Bruto Regional de Chile 1996-2004: Metodología y Resultados	
Ximena Aguilar, Antonio Escandón, Walter Illanes y José Venegas	
SEE-51	Marzo 2006
Report and Recommendations on Two Chilean Labor Force Surveys	
John E. Bregger y C. Easley Hoy	
SEE-50	Febrero 2006
Arancel Efectivo de las Importaciones Chilenas: 2000-2005	
Gonzalo Becerra	