

MEDICIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL IMACEC

M. Pilar Pozo F.
Felipe Stanger V.*

I. INTRODUCCIÓN

La electricidad es esencial en la vida diaria, y juega un papel fundamental en la economía nacional. Ejemplos de ello son el actual desarrollo de las comunicaciones e informática y de los procesos productivos industriales y mineros, cuyo motor de funcionamiento es la energía eléctrica. Desde la perspectiva de las Cuentas Nacionales (CCNN), la electricidad afecta el PIB no solo por su incidencia sobre la evolución de la actividad energética nacional, sino también por la que tiene sobre el resto de las actividades de la economía.

El subsector eléctrico incluye los procesos de generación, transmisión y distribución de electricidad, siendo el primero de ellos el más relevante al representar el 62% de la actividad eléctrica, según las últimas CCNN, correspondientes al año 2003. A su vez, el subsector eléctrico destaca como el de mayor importancia dentro del sector Electricidad, Gas y Agua (EGA) al representar el 88.5% de este. Así, y dado que EGA representa el 2.9% del PIB de la economía chilena, la actividad eléctrica, por sí sola, aporta el 2.6% del PIB.

En atención a la relevancia de la generación dentro del subsector eléctrico, esta nota describe el parque generador actual en Chile, en su composición y como organización industrial. En la sección II se presenta la metodología del cálculo sectorial dentro del Imacec y en la sección III se realiza un análisis de las estimaciones para el año 2003. A continuación, la sección IV desarrolla un ejercicio de simulación de la estimación del Imacec de EGA en base a la información pública disponible para el subsector electricidad y las diferencias respecto de las cifras incluidas en el Imacec. La sección V presenta las conclusiones.

II. LA INDUSTRIA DE LA GENERACIÓN EN CHILE

1. Tipos de Generación

En Chile se utilizan varias formas y tecnologías para generar electricidad, desde pequeñas centrales eólicas hasta centrales de gran tamaño de naturaleza hidrológica, pasando por una multiplicidad de tamaños de centrales a combustión y vapor. Las centrales generadoras en el país se pueden clasificar en tres tipos principales:¹

- **Hidroeléctricas:** Centrales que transforman la energía potencial (si es una central de “embalse”) o cinética (si es una central de “pasada”) en energía eléctrica.
- **Termoeléctricas de ciclo combinado:** Centrales con tecnología “nueva” y de tamaño relativamente grande, cuya función de producción depende inicialmente de la combustión de gas natural para generar movimiento en las turbinas de generación eléctrica, de las cuales se obtiene vapor, el que a su vez alimenta otras turbinas para generar más electricidad (de ahí el nombre de ciclo combinado, que considera ciclos a gas y a vapor).
- **Termoeléctricas tradicionales:** Centrales de variados tamaños, tecnologías (edades) y combustibles. A diferencia de las anteriores, la generación por este tipo de centrales responde solo a un ciclo a combustión (de distintos tipos de combustible: gas natural, gas diésel, licor negro, carbón y petróleo, entre otros).

En síntesis, en Chile la generación eléctrica está en función del uso de los recursos hidrológicos y de

* *Gerencia de Información e Investigación Estadística, Banco Central de Chile.*

¹ *Los tamaños de las centrales están referidos a la potencia máxima de las mismas, vale decir, la capacidad máxima de generación. Esto se puede asimilar a la potencia del motor de un automóvil, asociada a la capacidad de propulsión en un período de tiempo más que al volumen físico de éste, pese a que en general, existe una relación directa entre ambas.*

diversos combustibles. La disponibilidad de los primeros depende de las condiciones pluviales y de la acumulación de hielos y nieves en las montañas, mientras la de los segundos depende de factores externos tales como los niveles de producción mundial de petróleo —dada su incidencia en el precio— y la calidad de las relaciones internacionales, en lo que se refiere a contar con un escenario propicio para la integración económica, en el que se respeten los acuerdos comerciales. Claro ejemplo de una infracción a estos es la actual situación de escasez de gas natural por la que atraviesa Chile como resultado del recorte del suministro decretado por el gobierno argentino. Bolivia no queda al margen de esta situación, al haber condicionado la exportación del hidrocarburo hacia Argentina a la prohibición a este país de revenderlo a Chile.

2. Organización del Parque Generador

En Chile existen cuatro sistemas eléctricos interconectados, siendo los principales el del Centro (SIC) y el del Norte Grande (SING). El primero concentra 64.3% de la capacidad instalada del país y cubre el territorio que se extiende entre Tal-Tal y Chiloé, suministrando electricidad a más de 90% de la población del país. El SING, por su parte, cuenta con 34.8% de la capacidad instalada del país y abastece a las regiones I y II. En lo que respecta al segmento generación, mientras el parque de este último es eminentemente termoeléctrico, constituido en 99.6% por centrales térmicas, el del SIC está constituido en más de 60% por centrales hidráulicas (en términos de potencia instalada), mientras el resto está conformado por centrales térmicas a carbón, gas, diesel y de ciclo combinado. La preponderancia que tiene la generación hídrica por sobre la térmica en el SIC se aprecia claramente en el cuadro 1, que muestra

dicha relación en los últimos seis años; las últimas cifras, correspondientes al año 2003, indican que la generación de naturaleza hídrica alcanzó a 65% del total. Adicionalmente, y como se aprecia en el cuadro, cabe mencionar el crecimiento de la participación de la generación de ciclo combinado dentro de la oferta bruta total, pues de representar 14% de esta en 1998 —año en que comenzó la operación de este tipo de plantas—, pasó a 22% en el año 2003.

La función de determinar la composición de la generación dentro de cada sistema interconectado recae en los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC). Así, el CDEC-SIC y el CDEC-SING son en Chile los encargados de regular el funcionamiento coordinado de las centrales generadoras, garantizando una operación segura y de mínimo costo.

Dado que entre los distintos tipos de generación, el de naturaleza hídrica es el menos costoso, se tiende a pensar que en la determinación de la composición del parque generador, la generación hídrica debería ser la primera en seleccionarse, para después continuar con los tipos de generación más costosos. Precisamente eso es lo que se hace; sin embargo, como el costo marginal de la generación térmica es creciente, y en cierto punto explosivo, se le asigna un costo de oportunidad al uso del agua. Si hoy se consume toda el agua, el costo de generación térmica será muy alto mañana en comparación con el escenario en el que se genere energía de acuerdo a un *mix* de óptimo intertemporal, restringido por la demanda esperada.

En el SIC, los planes de generación futura se desarrollan de acuerdo con un modelo utilizado por el CDEC (descrito detalladamente en el apéndice). Dicho modelo analiza cerca de 40 escenarios hidrológicos con el objetivo de minimizar la probabilidad de déficit en el suministro —es decir,

CUADRO 1

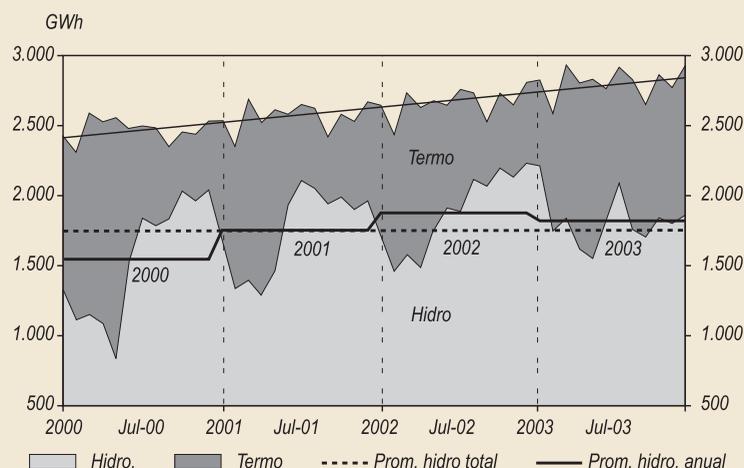
Participación por Tipo de Generación en Total del SIC, período 1998-2003

Tipo de Generación	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Hidroeléctrica	55%	48%	63%	68%	70%	65%
Termoeléctrica-Tradicional	32%	32%	18%	14%	12%	14%
Ciclo Combinado	14%	20%	19%	18%	18%	22%

Fuente: BCCCh a partir de información del CDEC-SIC.

GRÁFICO 1

Generación Eléctrica según Tipo de Generación (2000-2003)



Fuente: BCCh basado en información de CDEC-SIC.

que la oferta de energía sea menor que la demanda proyectada— a un mínimo costo de operación. Según eso se decide cuál será el plan de generación óptimo.

Algunas de las variables que se consideran en el modelo de proyecciones son: cotas de embalses, caudales de pasada, restricciones de generación por mantenimiento programado, restricciones de generación por fallas imprevistas, potencias máximas de centrales en funcionamiento, restricciones de capacidad en redes de transmisión, fecha esperada de puesta en marcha de futuras centrales, costos de los insumos, además de todos los escenarios hidrológicos esperados. La restricción es la demanda esperada según ciclo y estacionalidad. Así, como resultado de minimizar la probabilidad de falla del sistema a mínimo costo, podría ocurrir, por ejemplo, que un “buen nivel” de cotas no implique un aumento del suministro hidroeléctrico hoy, sino que,

CUADRO 2

Comparación entre las Variaciones de VBP y VA en la Generación Eléctrica por Tipo de Generación

Tipo de generación	Var. quantum	Var. VA
Hidro	-3.0%	-2.6%
Termo tradicional	21.7%	21.7%
Ciclo combinado	27.9%	28.2%
Total	5.4%	1.5%

Fuente: BCCh, metodología de CCNN con información del CDEC-SIC.

dado el escenario previsto, aquel se guarde para generación futura.

III. METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL IMACEC GENERACIÓN

Para la construcción del Imacec, la evolución mensual de la generación eléctrica se calcula extrapolando el valor agregado (VA), en base al registrado en la matriz insumo-producto (MIP) del año 1996, de acuerdo con los indicadores mensuales obtenidos de los CDEC. Dentro de este cálculo se distingue según tipo de planta, puesto que el VA asociado a cada una difiere según su tecnología,

determinante de la estructura de costos de cada generadora. Por ejemplo, como los costos variables directos de la generación hidroeléctrica son prácticamente nulos, el VA asociado a esta es muy alto en proporción al valor bruto de producción. Por su parte, dada su mayor estructura de costos, las centrales termoeléctricas tienen asociado un VA menor que el de las hidráulicas, el que a su vez difiere según la función productiva de la planta termoeléctrica. En consecuencia, para compensar el VA aportado por cada kWh producido por una central hídrica, se necesita una porción mayor de kWh producidos en centrales térmicas.² A modo de ejemplo, mientras en el año 2003 la generación bruta del SIC registró un crecimiento superior a 5%, el VA asociado a esta aumentó solo 1.5% (cuadro 2).

Adicionalmente, en el análisis de la evolución del VA dentro de un año, se debe tener en cuenta que la estacionalidad de la cual depende la generación — no así la demanda— obliga a compensar la baja en la generación de tipo hídrico con generación térmica, por lo que durante un año los niveles de VA varían. En tasas año a año, estas diferencias no se perciben, a no ser que las precipitaciones de cada año sean muy disímiles. Claro ejemplo de lo último es el año 2003, que si bien acumuló lluvias equivalentes al

² Los costos variables directos de la generación hídrica son nulos y los de la generación de ciclo combinado representan en promedio 60% de los costos variables directos de las térmicas tradicionales eficientes. Las térmicas ineficientes (en general se trata de antiguas generadoras a carbón) tienen costos altísimos, por lo que se utilizan solo para contingencias esporádicas (SYNEX, Ingenieros Consultores).

promedio anual, la estacionalidad rompió con los patrones de años anteriores (gráfico 1).

IV. RESULTADOS DEL AÑO 2003

La actividad del sector EGA registró un crecimiento de 4.1% durante el año 2003. Si bien se observó un buen comienzo de año, con tasas de variación de 8.1% promedio como resultado de la acumulación de reservas hídricas remanentes del año anterior, tras comenzar el habitual período de lluvias estas fueron menores que las del 2002, por lo que a partir de mayo comenzó la sustitución de generación hídrica por térmica (a excepción del mes de julio en que llovió bastante). Por esta razón, las tasas de variación de la actividad cayeron a promedios en torno a 2.3% para el resto del año³ (gráfico 2).

Finalmente, la generación bruta del SIC registró un crecimiento de 5.4% en el año, impulsado principalmente por el aumento de la generación termoeléctrica (cuadro 3).

Cabe mencionar que la caída de la generación hídrica se explica por la alta base de comparación del año 2002, cuando se registró la mayor generación de esa naturaleza de los últimos ocho años. Se puede concluir, entonces, que el 2003 fue un año normal⁴ en términos de participación de la generación hídrica, aunque con una estacionalidad diferente al promedio.

V. APROXIMACIÓN AL IMACEC DE EGA A TRAVÉS DE INFORMACIÓN PÚBLICA

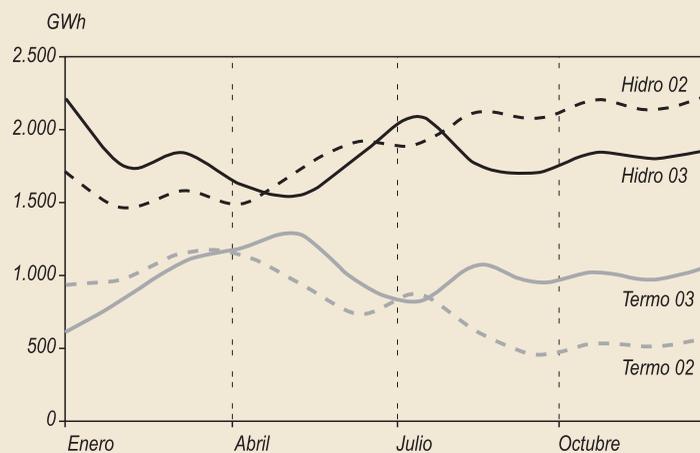
Con el fin de evaluar la calidad de la estimación que los analistas privados pueden hacer de la actividad

³ Un punto a destacar es que la estación de las precipitaciones comienza más bien en el segundo trimestre, por lo que la variación de la generación según tipo golpea con mayor fuerza en los meses de verano. De esta manera, un buen año 2002 repercute en un año siguiente normal (base de comparación), aunque se nota más en los meses más secos (estacionalmente hablando).

⁴ Sin considerar los años 1998 y 1999, que fueron anormalmente secos, el promedio anual de generación hídrica de los años 1996-2000 fue levemente superior a 19,000 GWh.

GRÁFICO 2

Generación Eléctrica según Tipo de Generación (2002-2003)



Fuente: BCCh, basado en información de CDEC-SIC.

eléctrica —y así acercarse a la estimación de EGA—, en comparación a la que realiza el Departamento de Cuentas Nacionales, se realizó un ejercicio de simulación de la evolución mensual de dicho subsector a partir de la información pública disponible para la generación y distribución desde el año 1996 a la fecha.

Para la generación, tanto el SIC como el SING publican en sus páginas web la generación bruta mensual. Respecto de la distribución, el INE publica mensualmente la facturación en términos físicos, diferenciando entre consumo residencial, comercial, minero, agrícola, industrial y varios.

El ejercicio de simulación extrapola, a partir de la información pública, la variación del VA del subsector electricidad, tomando como base las ponderaciones de VA de la generación a partir de la MIP del año 1996.

CUADRO 3

Variación de Valores Agregados por Tipo de Generación (CCNN) año 2003 - generación en GWh

Generación	Var. %	Pond. %*	Incid.
Hidroeléctrica	-2.6	84.7	-2.2
Termoeléctrica	24.4	15.3	3.7
Total	5.4**	100.0	1.5

Fuente: BCCh, con metodología de CCNN, basado en información de CDEC-SIC.

* Corresponde a la participación en términos de Valor Agregado para el año 2002. ** Corresponde a la variación de generación total.

Los resultados permiten concluir que para el período de enero 2001 a diciembre 2003, las diferencias en valor absoluto se encuentran en 1.8% del valor efectivo, de manera que los valores estimados se aproximan a los valores efectivos. Se concluye, entonces, que con la información pública disponible es posible obtener una estimación relativamente cercana al Imacec de EGA. Sin embargo, se debe mencionar que, dadas las limitaciones de la información, esta no lograría capturar la evolución del VA de cada componente del sector, como sí lo hace la metodología de Cuentas Nacionales, que se basa en una mayor apertura del sector.

VI. CONCLUSIONES

- La generación eléctrica juega un importante papel en la economía chilena. Es el principal componente de la actividad eléctrica y, a su vez, esta es la que predomina dentro del sector EGA. Dado lo anterior, y la relación directa que se observa entre la generación y la distribución en términos de cuántum, la primera parece bastar para estimar la actividad del sector en el corto plazo.
- En Chile se distinguen tres tipos de centrales de generación eléctrica: hidroeléctrica, termoeléctrica y de ciclo combinado.
- El SIC, que abastece a la zona central, y el SING, que abastece al norte grande, son los principales sistemas interconectados del país. El segmento de generación del primero está constituido en su mayoría por centrales hidroeléctricas, mientras el del segundo es eminentemente termoeléctrico.
- Los CDEC son los entes que regulan el funcionamiento coordinado de las centrales generadoras, determinando los planes de generación que garantizan una operación segura y de mínimo costo.
- Para el cálculo del Imacec, la evolución de la generación eléctrica se obtiene de extrapolar el VA, con base en la MIP 96, según los indicadores físicos publicados por el CDED-SIC y el CDED-SING. En el cálculo se distingue por tipo de generación, dado que el valor agregado que aporta cada uno difiere según su tecnología; el valor agregado a la generación hídrica es mayor que el VA asociado a la generación termoeléctrica.
- La actividad de EGA creció 4.1% en el año 2003. Si bien el año comenzó con acumulación de recursos hídricos provenientes del 2002, las menores lluvias hicieron del 2003 un año normal.
- Un ejercicio exploratorio para medir la evolución de la actividad de EGA en el corto plazo, utilizando información pública, permitió concluir que los analistas privados podrían acercarse a la estimación de EGA que hace el Banco Central para el cálculo del Imacec. Sin embargo, esta solo podría hacerse en forma agregada, y no al grado de apertura con el que hace su cálculo el Banco Central.

APÉNDICE

PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL CDEC-SIC: DESPACHO HIDRO-TÉRMICO

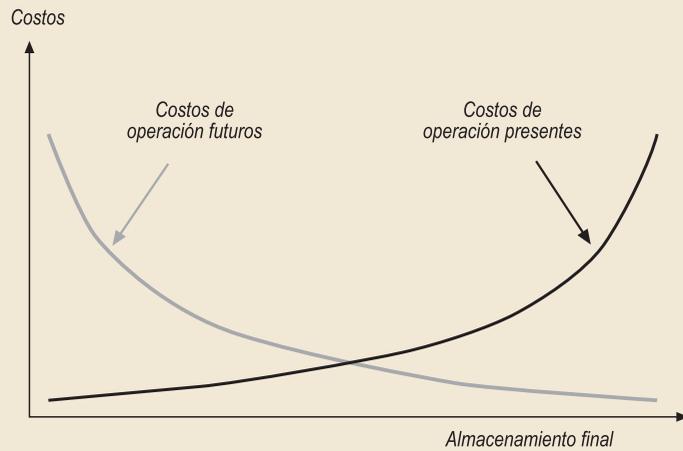
Dada la naturaleza del parque generador, es importante distinguir que, si bien los costos marginales directos asociados a la generación hidroeléctrica son nulos en un período t determinado, existe la restricción de acumulación del agua. La cantidad de agua acumulada destinada a la generación hidroeléctrica no es de reposición inmediata; de hecho, su renovación es difícilmente predecible, por lo que el uso del recurso en el período t restringe su utilización en el futuro inmediato. De esta manera, el agua acumulada tiene un costo implícito relativo a los costos marginales de inyección en el período en el cual es utilizada, los que corresponden a la curva (creciente) de costos marginales de la generación termoeléctrica. En el caso de que en t se genere solo energía termoeléctrica, los costos serán muy altos, aunque en el período $t+1$ se tendrá un almacenamiento mayor de aguas, de manera que los costos asociados a la generación podrían caer si se utilizara generación hidroeléctrica.

Así, la optimización del despacho se refiere al mínimo costo de generación (asociado a la termoeléctrica) el cual depende, a su vez, del almacenamiento de aguas. Gráficamente vemos que los costos de operación, tanto presentes como futuros, dependen del nivel de almacenamiento final (gráfico A1).

La función de costos presentes está relacionada con la cantidad de generación termoeléctrica requerida en el período actual, de manera que a medida que el almacenamiento futuro aumenta se requiere más generación termoeléctrica y, por tanto, mayores son los costos presentes. Por otra parte, la curva de costos futuros está asociada al valor esperado de la

GRÁFICO A1

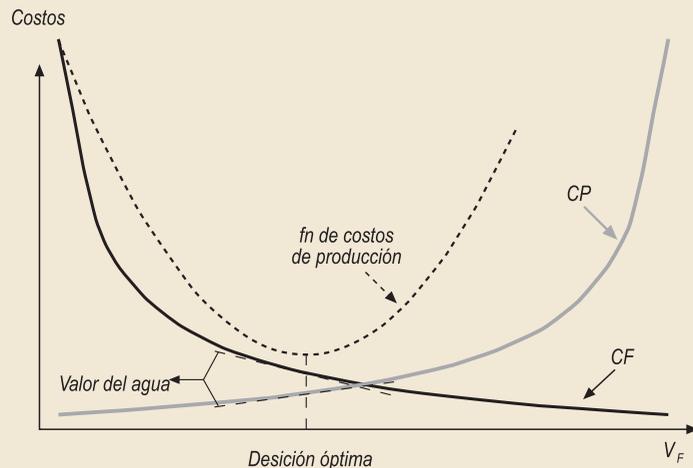
Costos de Operación Presentes y Futuros



Fuente: Planificación Económica – CDEC-SIC.

GRÁFICO A2

Decisión Óptima de Generación en el Período “t”



Fuente: Planificación Económica – CDEC-SIC.

generación termoeléctrica desde el período $t+1$ hasta el final del horizonte de planificación. Los costos futuros decrecen a medida que se almacena agua, ya que hay disponibilidad del recurso a futuro.

Existe un óptimo en el uso del agua almacenada y es el que minimiza la suma de costos presentes y futuros. Dicho punto se encuentra donde los costos marginales futuros y presentes, relativos al almacenamiento futuro, se igualan (en valor absoluto). De manera que se busca:

$$\frac{\partial CF}{\partial V_F} + \frac{\partial CP}{\partial V_F} = 0$$

Estas derivadas son conocidas como los “valores del agua” (gráfico A2).

Por tanto, la decisión óptima de despacho se decide a través de una programación dinámica dual (mínimos costos presentes y futuros) a un horizonte de dos años, considerando distintas variables estocásticas y restringiendo el modelo según las necesidades de generación en cada instante del tiempo. Las variables que se consideran en el análisis son las probables condiciones hidrológicas, la estimación de consumo (energía) y demanda (potencia), la disponibilidad de plantas (probabilidad de fallas), las restricciones de

seguridad del sistema (de tal manera que resista contingencias), los programas de mantenimiento de centrales y de sistemas de transmisión, y disponibilidad de los sistemas de transmisión (que se constituyen en una restricción). De esta manera, y junto con la condición de borde que proviene del cálculo de la fijación de precios de la CNE, y considerando además las distintas hidrologías probables, se estima la generación económicamente eficiente que permite operar el sistema con seguridad, determinando así la combinación óptima de centrales que entrarán en el despacho en cada instante del tiempo.