

# Análisis y Fundamentación del Modelo Marginalista de Precios Eléctricos en Chile\*

Fernando Fuentes H.

*Octubre, 2014*

## *RESUMEN*

En el marco de la compleja situación que enfrenta en la actualidad el sector eléctrico, caracterizada por un atraso sistemático de las inversiones, y la creciente judicialización y politización de los procesos medioambientales y territoriales de toma de decisiones, el presente documento busca contribuir al enriquecimiento de la discusión a nivel nacional, aportando con un análisis y evaluación del sistema de precios aplicado al sector.

El presente documento demuestra conceptualmente que el esquema de precios marginalista vigente en el país entrega los incentivos adecuados para que los agentes privados lleven a cabo las inversiones requeridas, y los consumidores finales paguen tarifas que reflejen los costos de desarrollo de largo plazo del sistema. Asimismo, entrega antecedentes empíricos que son consistentes con la conclusión indicada.

\* El presente Estudio ha sido financiado por la Asociación Gremial de Generadoras de Chile. No obstante, la responsabilidad por el contenido recae exclusivamente en el investigador firmante.

## ÍNDICE

<b>I.</b>	<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>3</b>
<b>II.</b>	<b>EL MERCADO DE LA GENERACIÓN.....</b>	<b>5</b>
	II.1 La Oferta igual a la Demanda: despacho centralizado.....	5
	II.2 La Potencia y la Energía: curva de carga y demanda máxima...6	
	II.3 Tecnologías Diversas: costos de inversión y de operación.....8	
<b>III.</b>	<b>EL ÓPTIMO TEÓRICO DE LA PLANIFICACIÓN.....</b>	<b>11</b>
	III.1 La Curva de Carga: despacho de corto plazo.....	11
	III.2 La Curva de Duración: decisión de inversión en el L/P.....	12
<b>IV.</b>	<b>LA OPERACIÓN DE UN MERCADO DESCENTRALIZADO.....</b>	<b>17</b>
	IV.1 Precios Marginalistas: potencia y energía.....	17
	IV.2 El Mercado Spot y el Mercado de Contratos.....	18
	IV.3 Tecnologías Distintas y Precios: la infra-marginalidad.....	21
	IV.4 Mercado Adaptado a la Demanda: ingresos igual costos.....	22
<b>V.</b>	<b>INCENTIVOS PRIVADOS Y SEÑALES DE PRECIOS.....</b>	<b>26</b>
	V.1 Subinversión e Incentivos al Aumento de Capacidad.....	26
	V.2 Aumentos de Demanda e Incentivos a la Inversión.....	31
<b>VI.</b>	<b>RESULTADOS ECONÓMICOS, MERCADO DE CONTRATOS E INCENTIVOS.....</b>	<b>33</b>
	VI.1 Precios Spot en un Sistema Hidro-Térmico.....	33
	VI.2 Rol del Mercado de Contratos.....	35
	VI.3 Incentivos y Evidencia Empírica.....	38
<b>VII.</b>	<b>CONCLUSIONES E IDEAS CENTRALES.....</b>	<b>44</b>
	<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>46</b>
	<b>ANEXOS.....</b>	<b>47</b>

---

## I. INTRODUCCIÓN

---

El sector eléctrico chileno enfrenta una situación particularmente crítica, caracterizada por altos precios de la energía y por atrasos significativos en el desarrollo de las inversiones requeridas para sustentar una tasa sostenida de crecimiento del producto. Estos atrasos pudieran incluso implicar racionamientos de electricidad en el mediano plazo, si es que el país no recupera una senda de inversiones en plantas de generación acordes con los incrementos esperados de la demanda.

La tendencia vivida en los últimos años se ha caracterizado por la permanente controversia respecto al desarrollo de nuevas inversiones, en un contexto de creciente politización y judicialización de los diversos procesos. No obstante existe un cierto consenso en lo riesgoso de la coyuntura actual<sup>1</sup>, se ha producido una discusión pública, que abarca distintos estamentos de la sociedad civil, en la cual se esgrimen argumentos tanto a favor como en contra del rol del mercado y el sistema de precios vigentes en el país. Aunque existen buenos fundamentos para sostener muchas de las diferentes posiciones en pugna, sean estas provenientes de comunidades afectadas, grupos ambientalistas o sectores empresariales, algunas veces carecen de una base conceptual suficiente y contrastan con la evidencia asociada al funcionamiento del sistema eléctrico nacional. Es así como, la falta de información se ha transformado en una dificultad esencial a la hora de buscar acuerdos que permitan al país superar la crisis de credibilidad por la que atraviesa el sector eléctrico.

Entre los argumentos que se han escuchado, y que en principio no parecen estar sólidamente fundados, están aquellos que indican que el sistema de precios marginalista de energía, aplicado en la actualidad al mercado chileno, sería la fuente de la obtención de ganancias sobre-normales de las empresas, las cuales estarían en un “equilibrio estable” caracterizado por el atraso de inversiones. En el marco de esta discusión, el presente documento tiene por objeto aportar al intercambio de ideas entregando antecedentes que enriquezcan el contenido de la conversación sectorial. Para estos efectos, se intentará presentar de manera didáctica el modo en que opera el sistema de precios marginalistas en Chile, demostrando que en un contexto de decisiones de inversión descentralizadas, llevadas a cabo por el sector privado, es posible alcanzar un equilibrio óptimo desde la perspectiva de la asignación de recursos, es decir, un equilibrio en que los precios representan estrictamente los costos de producción, y las empresas no obtienen rentas sobre-normales.

Más allá de la legitimidad que todas las posturas tienen, basadas en sus méritos argumentativos y conceptuales, es muy importante distinguir el verdadero origen de los problemas del sector, motivo por el cual es crucial determinar si el sistema de

---

<sup>1</sup> Según se puede observar en varios de los documentos incluidos en la bibliografía de referencia.

funcionamiento del mercado por sí solo es una fuente de distorsiones, o éstas, de existir, provienen de otros aspectos y no del esquema de precios e incentivos vigentes. Dilucidar este ámbito es esencial para saber dónde poner el énfasis a la hora de proponer cambios que sirvan para que Chile camine por una senda de desarrollo sostenible que concilie el crecimiento, con el respeto a las comunidades y al medioambiente.

Para lograr el objetivo propuesto, el texto se estructura de siguiente modo. En el capítulo II se entregan algunas de las características básicas del mercado de la generación, las cuales son necesarias para efectos de comprender los capítulos siguientes. En el capítulo III se describe el equilibrio óptimo desde una perspectiva teórica, es decir, el equilibrio al cual un mercado bien comportado debiese propender. En el capítulo IV se establece la forma en que opera un mercado descentralizado basado en precios marginalistas, para demostrar en el capítulo V que los incentivos privados llevan a que dicho equilibrio sea idéntico al descrito en el capítulo III, en otras palabras, un equilibrio eficiente y óptimo. El capítulo VI mostrará, por un lado, la importancia del mercado de contratos, para entender en plenitud el sistema eléctrico chileno, en que el mencionado mercado funciona paralelamente al mercado *spot* (en que aparecen los precios denominados marginalistas), y por otro, entregará algunos antecedentes empíricos que evidencian que los preceptos antes expuestos son consistentes con la práctica del mercado eléctrico nacional. Por último, se resumirán brevemente las principales conclusiones e ideas centrales del documento.

## II. EL MERCADO DE LA GENERACIÓN

---

El presente capítulo explicará brevemente las características básicas del mercado de la generación eléctrica, especificando los servicios provistos y describiendo de modo simplificado los rasgos esenciales de las tecnologías empleadas.

### II.1 La Oferta igual a la Demanda: despacho centralizado

Un rasgo particular del mercado eléctrico es que el servicio provisto no es almacenable en grandes escalas, por razones técnicas y económicas, motivo por el cual se debe establecer un mecanismo de coordinación que garantice, bajo ciertas restricciones de seguridad, calidad y eficiencia, que la oferta sea igual a la demanda en cada momento del tiempo. Otro aspecto que se debe tener en cuenta es que la oferta se compone del aporte de varias centrales de generación interconectadas, de distintas tecnologías y tamaños.

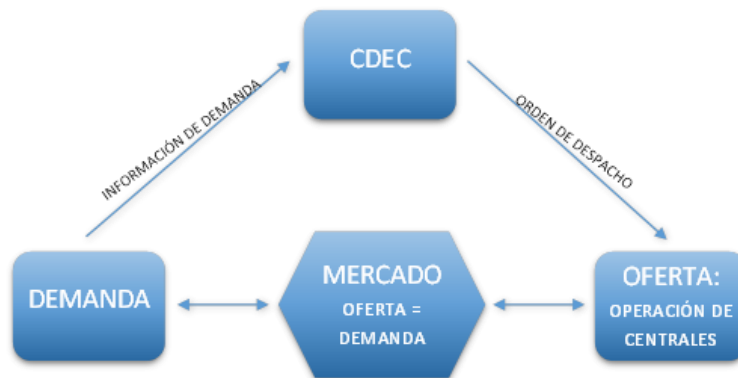
En virtud de lo señalado, en cada instante la energía generada debe ser equivalente a la energía demandada y consumida<sup>2</sup>. Como la demanda de electricidad depende del comportamiento atomizado de un número enorme de clientes, grandes y pequeños, debe ser la oferta, conformada por un grupo finito de centrales generadoras, la que se acomode a los movimientos temporales de la demanda (que técnicamente es una variable exógena a la operación del sistema eléctrico)<sup>3</sup>. Para efecto de lograr la equivalencia antes indicada, en la práctica existe un organismo, denominado Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), encargado de entregar órdenes de despacho a las distintas centrales conectadas al sistema, con el fin de que éstas, en conjunto, generen la energía necesaria para satisfacer la demanda agregada. El siguiente diagrama muestra la situación descrita.

---

<sup>2</sup> En estricto rigor será la energía producida en un intervalo de tiempo la que debe igualar a la demanda por energía en el mismo intervalo. Más adelante, cuando se introduzca el concepto de potencia, se podrá visualizar que en dicho caso la oferta y la demanda serán efectivamente equivalentes para cada momento del tiempo.

<sup>3</sup> Sin perjuicio de que en un sentido más dinámico, la demanda depende de precio (elasticidad - precio).

Diagrama N° 1



Los CDEC coordinan el despacho de centrales en los sistemas eléctricos que se encuentran interconectados; en el caso de Chile, el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC)<sup>4</sup>. El tamaño relativo de estos sistemas es el siguiente: SING – 3.759,4 MW; SIC – 13.826,4 MW. a diciembre del 2013<sup>5</sup>.

Por último, cabe indicar que los CDEC son organismos de carácter autónomo, cuyo Directorio es actualmente escogido bajo un procedimiento de selección independiente encargado a una empresa de recursos humanos y reclutamiento independiente. En todo caso cada Director designado representa a uno de los siguientes segmentos del sector: generadores con capacidad instalada mayor a 200 MW, generadores con capacidad instalada menor a 200 MW, empresas transmisoras troncales, empresas transmisoras de sub-transmisión, y grandes clientes libres. Todos los coordinados, en particular las empresas de generación, tienen la obligación, establecida por ley, de acatar las instrucciones de los CDEC, y en caso de producirse discrepancias deberán ser resueltas por el Panel de Expertos Eléctricos.

## II.2 La Potencia y la Energía: curva de carga y demanda máxima

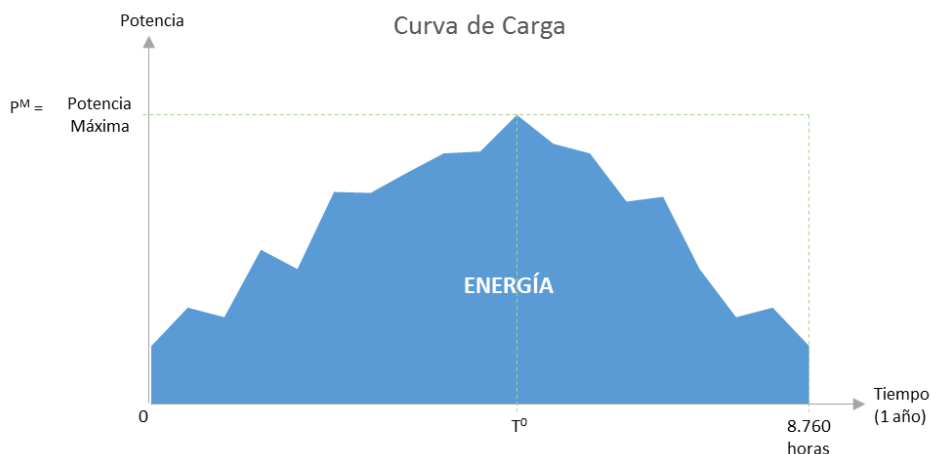
El servicio eléctrico tiene la peculiaridad de que, debido justamente a que la oferta debe ser igual a la demanda en cada instante, existen de facto dos servicios que deben estar disponibles en el mercado. Por un lado, la energía, que es en la práctica lo que normalmente las personas denominan como “electricidad”, y por otro, la capacidad instalada de centrales que deben estar disponibles para cubrir en todo momento la demanda, servicio que técnicamente es conocido como “potencia”.

<sup>4</sup> Además, en Chile continental, existen un conjunto de sistemas denominados Medianos (Sistema Eléctrico de Aysén, Sistema Eléctrico de Magallanes y Sistema Eléctrico de Los Lagos), en que los diferentes segmentos del mercado eléctrico (generación, transmisión y distribución) se encuentran integrados verticalmente, razón por la cual no requieren de un CDEC para operar eficientemente. En todo caso, en total los referidos sistemas sólo representan el 0.9 % de la capacidad instalada total de generación del país.

<sup>5</sup> Fuente: CNE.

Como la demanda eléctrica durante un periodo de tiempo, sea un día o un año, no es uniforme, siendo a veces mayor y en otras ocasiones menor, deberá existir capacidad instalada que necesariamente no se utilice todo el tiempo, la cual debe ser suficiente al menos para cubrir la demanda máxima cuando ella ocurra. El pago de la potencia corresponde a la remuneración asociada a esta capacidad instalada que el sistema requiere para cubrir la demanda máxima, aunque no siempre la esté usando en plenitud (en el resto del tiempo en que la demanda es menor a la demanda máxima). El Gráfico N° 1 muestra la situación descrita para la demanda de un periodo anual (8.760 horas) de un sistema eléctrico, lo que técnicamente se conoce como la *curva de carga*<sup>6</sup> de dicho sistema.

Gráfico N° 1



En el Gráfico N°1,  $P^m$  es la potencia requerida para que el sistema pueda satisfacer la demanda en todo momento, incluso en  $T^o$  cuando ésta es máxima. Si la potencia instalada disponible del sistema fuese menor a  $P^m$ , para mantener en cada momento el equilibrio entre oferta y demanda, el sistema deberá “racionar” (desconectar del sistema y no abastecer) aquella parte de la demanda que excede la potencia instalada. Para evitar situaciones de racionamiento, pues en principio un sistema eléctrico buscará estar diseñado para abastecer la totalidad de la demanda en cada instante de tiempo, el sistema deberá tener inversiones (capacidad o potencia instalada) equivalentes al menos a  $P^m$ .<sup>7</sup>

<sup>6</sup> La curva de carga representa, para un periodo de tiempo determinado, la demanda de potencia en cada instante. El área bajo la curva de carga representa, por definición, la energía consumida en dicho periodo de tiempo.

<sup>7</sup> Como en la construcción de la curva de carga el eje horizontal refleja el tiempo y el vertical la potencia, y además el área bajo la curva (zona achurada) representa la energía total demandada en el año, es fácil concluir que la energía será la potencia multiplicada por el tiempo (Energía =  $P \cdot \text{Tiempo}$ ).

## II.3 Tecnologías Diversas: costos de inversión y de operación

Como ya se ha mencionado, para generar energía en un sistema eléctrico es necesario el uso de diversas centrales generadoras, las cuales utilizan distintos tipos de tecnologías, con distintas estructuras y niveles de costos. En términos globales se da que aquellas tecnologías que son más caras en inversión<sup>8</sup>, son, al mismo tiempo, más baratas en operación<sup>9</sup>, y viceversa. Como es obvio, si existiera una tecnología más barata en inversión y a su vez en operación, sería la única que podría subsistir en el mercado<sup>10</sup>.

En adelante se usará la siguiente notación para expresar el costo total de una central, caracterizada por su tecnología de generación y el combustible utilizado en un periodo de tiempo determinado<sup>11</sup>:

$$CT = CV * \text{Energía Generada} + CF * \text{Potencia Instalada}$$

Donde:

$CT$  = Costo total de la central para un periodo de tiempo determinado. Incluye el costo de inversión y el costo de operación para dicho periodo.

$CV$  = Costo variable de operación, en el cual se incurre para generar una unidad de energía. Este costo está relacionado principalmente con el precio del combustible utilizado por la central.

*Energía Generada* = Corresponde a la energía generada por la central en un determinado periodo de tiempo.

$CF$  = Costo unitario (fijo) de inversión, en el cual se incurre, en el periodo de tiempo considerado, para disponer de una unidad de potencia instalada. Este costo unitario está relacionado, entre otros, con el tipo de central, la tecnología de generación, su vida útil y la tasa de descuento contemplada en la decisión de inversión.

---

<sup>8</sup> El costo de inversión se indica generalmente en dólares por cada unidad de potencia instalada, siendo esta última expresada en kW (kilowatt) o sus múltiplos: MegaWatt (MW); GigaWatt(GW); y TeraWatt (TW).

<sup>9</sup> El costo de operación se indica generalmente en dólares por cada unidad de energía generada, siendo esta última expresada en kWh (kilowatt-hora) o sus múltiplos (MWh, GWh y TWh).

<sup>10</sup> Sin pérdida de generalidad, esto se puede comprender mejor comparando dos alternativas de generación: una representada por centrales hidroeléctricas y la otra por centrales termoeléctricas del tipo Turbinas Diesel. En este caso, el costo de inversión es mayor en las centrales hidroeléctricas (instalar 1 kW de capacidad de central hidroeléctrica cuesta mucho más que instalar 1 kW de Turbinas Diesel), no obstante, el costo de operación de este tipo de central es menor (generar energía utilizando como combustible el agua es mucho más económico que utilizar como combustible el Diesel).

<sup>11</sup> Por simplicidad se obvian otros costos típicos como el de mantenimiento y diversos costos fijos no asociados a la inversión.



*Potencia Instalada:* Capacidad máxima de la central, que corresponde a la potencia disponible de la central para efectos de aportar al sistema en el momento de demanda máxima.

Para efectos de utilizar esta fórmula en la comparación de distintas tecnologías de generación y tipos de centrales, es conveniente hacer una consideración previa: la central es capaz de operar a su potencia máxima de diseño (Potencia Instalada) de manera constante en el tiempo. Como ya fuera indicado, esto último permite expresar la energía generada en un periodo de tiempo determinado en función de la potencia de operación (que será constante e igual a la Potencia Instalada) y el tiempo que dura dicha operación, es decir, Energía Generada =  $T * Potencia Instalada$ . De este modo, el costo total puede expresarse como:

$$CT = CV * T * Potencia Instalada + CF * Potencia Instalada$$

Dividiendo esta expresión por Potencia Instalada, se tendrá el costo total de instalar y operar una unidad de potencia (1 MW) del tipo de central que se esté considerando ( $CT^{unitario}$ ):

$$CT^{unitario} = CV * T + CF$$

Ahora bien, si se asume por simplicidad dos tecnologías de generación distintas, en que la primera, la de tipo 1 sea, en términos unitarios, más económica en inversión que la segunda, la de tipo 2, pero más costosa en operación que esta última, entonces se tendrá lo siguiente:

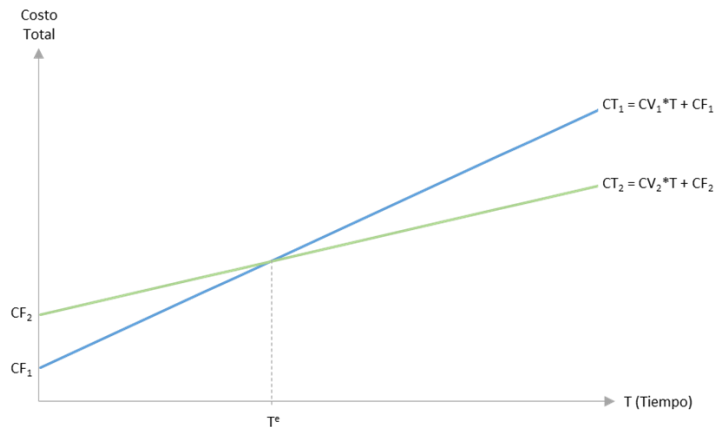
$$CT_1^{unitario} = CV_1 * T + CF_1 \quad \text{y} \quad CT_2^{unitario} = CV_2 * T + CF_2$$

donde:

$$CF_1 < CF_2 \quad \text{y} \quad CV_1 > CV_2$$

El Gráfico N° 2 muestra el comportamiento de los costos totales por unidad de potencia de ambas tecnologías. Se observa que para abastecer la demanda por un tiempo menor a  $T^e$  será más conveniente utilizar la central del tipo 1, ya que con ello el costo total de dicho abastecimiento será menor. Es decir, para períodos “cortos” de operación (menores a  $T^e$ ) conviene utilizar la central de tipo 1, mientras que si la operación se extendiera por un tiempo superior a  $T^e$ , será más conveniente que el suministro sea efectuado con la central del tipo 2.

Grafico N° 2



Nótese que si se requiriera abastecer la demanda del sistema por un tiempo igual a  $T^e$ , ambas centrales tendrían los mismos costos totales, en cuyo caso sería indiferente el uso de cualquiera de las dos tecnologías descritas.

Se ha mostrado entonces que desde el punto de vista de la eficiencia económica la elección de una u otra tecnología para generar electricidad dependerá del tiempo que se estime que dicha planta estará operando durante el periodo considerado, resultado que es independiente del nivel de demanda que se necesite abastecer. La conclusión central es entonces que mientras más tiempo se requiera la operación de una central para abastecer la demanda, se deberá privilegiar en la toma de decisiones de inversión a la central de mayor costo de inversión pero de menor costo de operación, y viceversa.

En lo que sigue del análisis se asumirá que existen dos tipos de tecnologías, tal como se ha presentado, para efecto de simplificar el desarrollo del tema<sup>12</sup>. En la realidad existen muchos tipos de tecnologías con costos de inversión y de operación diferentes, pero que en la práctica cumplen con la característica que algunas son más económicas en uno u otro aspecto.

<sup>12</sup> Usando más tecnologías el resultado conceptual es el mismo, pero con una presentación más compleja.

### **III. EL ÓPTIMO TEÓRICO DE LA PLANIFICACIÓN**

---

El presente capítulo mostrará cual debe ser el resultado óptimo desde una perspectiva centralizada, en términos de las inversiones realizadas y la operación de las plantas generadoras instaladas. En esta etapa del análisis se buscará el óptimo imaginando que existe una planificación central eficiente, resultado que servirá como referencia para cuando posteriormente, en los capítulos IV y V, se analice la operación de mercado con señales de precios marginalistas<sup>13</sup>. En la primera sección del capítulo se establecerá el óptimo de corto plazo, definido por la forma en que se deben instruir las plantas para operar (el despacho eléctrico del sistema), mientras en la segunda, se establecerá la secuencia de inversiones óptimas en el marco de las decisiones de largo plazo.

#### **III.1 La Curva de Carga: despacho de corto plazo**

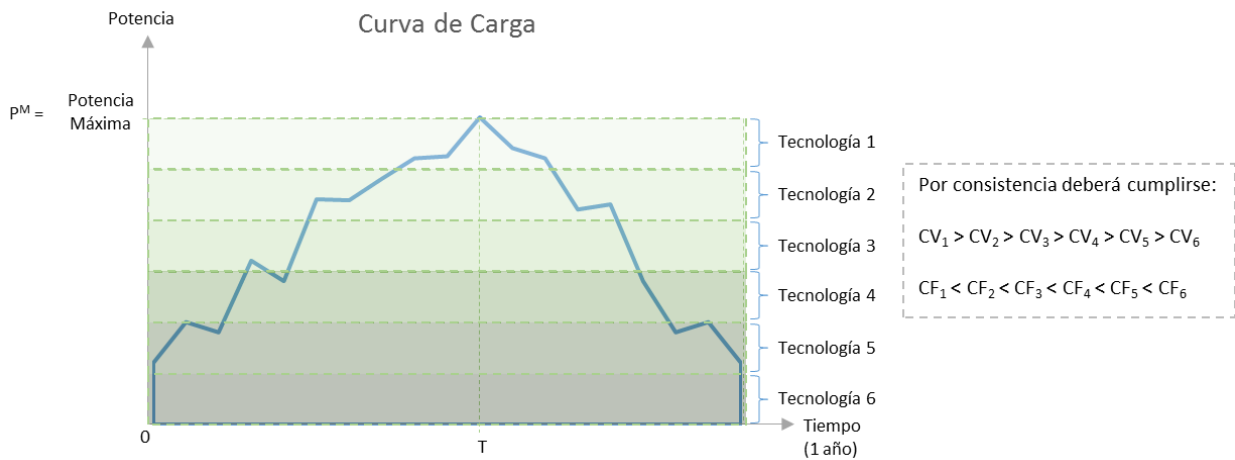
Desde una perspectiva centralizada, la decisión óptima en el corto plazo, respecto a la manera en que se deben despachar las centrales, corresponde al orden en el que los CDEC definen las centrales generadoras que entran o salen de operación, en la medida en que se va cubriendo la curva de carga de un periodo determinado (día, semana o mes). Esta decisión de despacho de centrales se caracteriza por ser de corto plazo, en el sentido de que las inversiones ya están realizadas, por lo cual para efectos de minimizar el costo total de operación del sistema son irrelevantes los costos de inversión (representan costos hundidos para las plantas disponibles). En este contexto, la única variable relevante es el costo variable de operación de cada central<sup>14</sup>. De este modo, para el abastecimiento de la demanda en el corto plazo se deben utilizar primero aquellas centrales de menor costo variable de operación, y luego las centrales con mayor costo variable de operación en la medida que reste aún demanda por cubrir. Suponiendo que existieran seis tecnologías diferentes de generación, cada una con distinto costo de operación, el Gráfico N° 3 ilustra el resultado de la situación descrita.

---

<sup>13</sup> En otras palabras debe entenderse que la solución encontrada por el planificador central corresponde a la socialmente óptima. Más adelante se verificará si las decisiones privadas incentivadas por el sistema de precios coinciden con la socialmente deseable.

<sup>14</sup> Lo señalado, sin perjuicio de los niveles de seguridad de la operación que debe salvaguardar cada CDEC, de acuerdo al mandato que en este sentido emana de la ley.

Gráfico N° 3



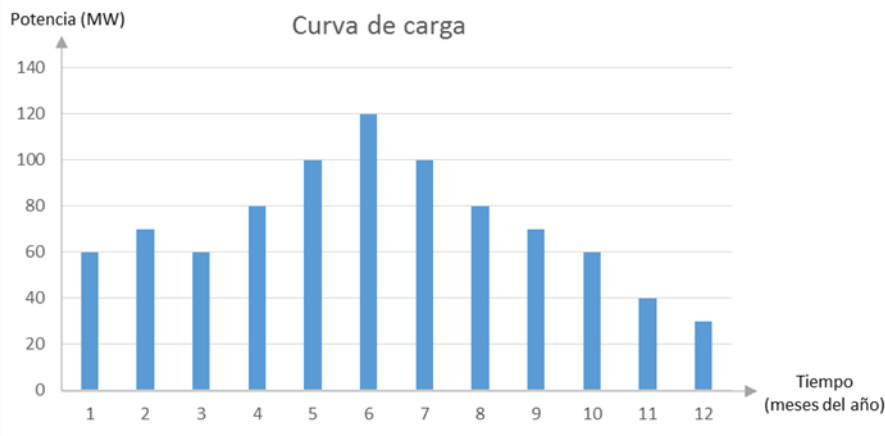
Se puede constatar que en cada momento del tiempo se despacharán las tecnologías necesarias para cubrir la curva de carga, y así satisfacer la demanda del sistema, partiendo siempre por la que posee el costo variable más barato, es decir, la tecnología 6. Esta tecnología operará más tiempo que el resto, razón por la cual será denominada como tecnología de “Base”. Por su parte, la zona de la curva de carga abastecida por la central de tecnología 1, que opera menos tiempo que las demás centrales, y cuyo costo variable de operación es el mayor entre todas las tecnologías disponibles, se visualiza como zona de punta, motivo por el cual la tecnología que abastece dicha zona será nominada como tecnología de “Punta”.

### III.2 La Curva de Duración: decisión de inversión en el Largo Plazo

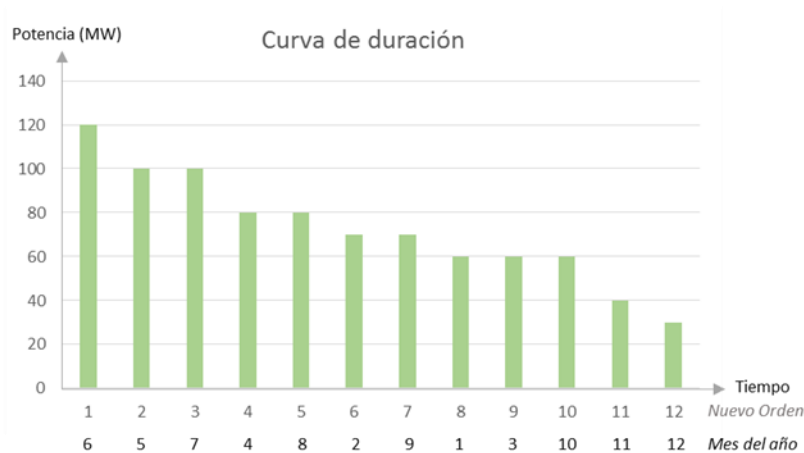
A diferencia del corto plazo, en el largo plazo las decisiones de inversión no están aún definidas, por lo cual una opción eficiente que minimice el costo total de operación (salvaguardando siempre la seguridad) debe considerar en qué circunstancia conviene usar una u otra tecnología que esté disponible en el mercado, e invertir en ella. En este contexto, además de ser importantes los costos de inversión de las distintas tecnologías disponibles, es relevante el tiempo que deberán operar las centrales evaluadas.

Para visualizar con más facilidad el análisis que se deberá llevar a cabo con el fin de tomar la decisión óptima de inversión, es conveniente modificar la curva de carga de modo de transformarla en la que se denominará “curva de duración”. En esta última se muestran los valores de la curva de carga ordenados de mayor a menor, independientemente de la secuencia temporal real en que esos valores se presentan. Lo anterior se ilustra en el Gráfico N° 4 siguiente.

Gráfico N° 4



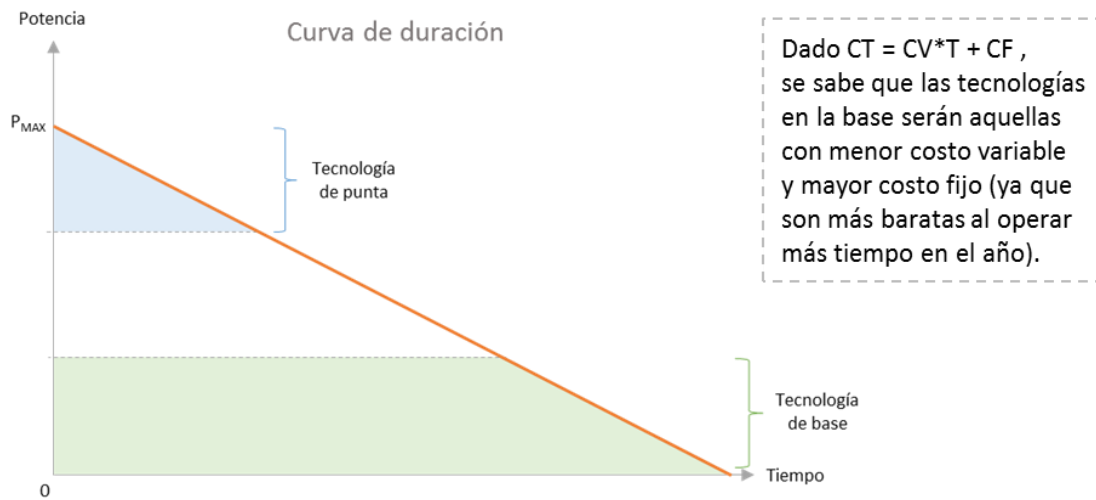
CURVA DE CARGA	
Mes	Potencia (MW)
1	60
2	70
3	60
4	80
5	100
6	120
7	100
8	80
9	70
10	60
11	40
12	30



CURVA DE DURACIÓN		
Mes	Mes (año)	Potencia (MW)
1	6	120
2	5	100
3	7	100
4	4	80
5	8	80
6	2	70
7	9	70
8	1	60
9	3	60
10	10	60
11	11	40
12	12	30

Con esta representación de la demanda del sistema para un periodo determinado de planificación, es más cómodo observar la cantidad de tiempo que tendrán que operar los distintos tipos de centrales (de diferentes tecnologías) y decidir así en qué centrales se debiera invertir. Lo anterior, siempre considerando que operarán “en base” aquellas centrales que estarán despachadas una mayor cantidad de tiempo en el año, las cuales serán las más baratas en operación y más caras en inversión unitaria. A la inversa, operarán “en punta” las centrales cuyo despacho sea menor (sólo para los periodos de demandas máximas), las cuales consistentemente presentarán un mayor costo variable y un menor costo unitario de inversión. Lo indicado se observa en el gráfico siguiente.

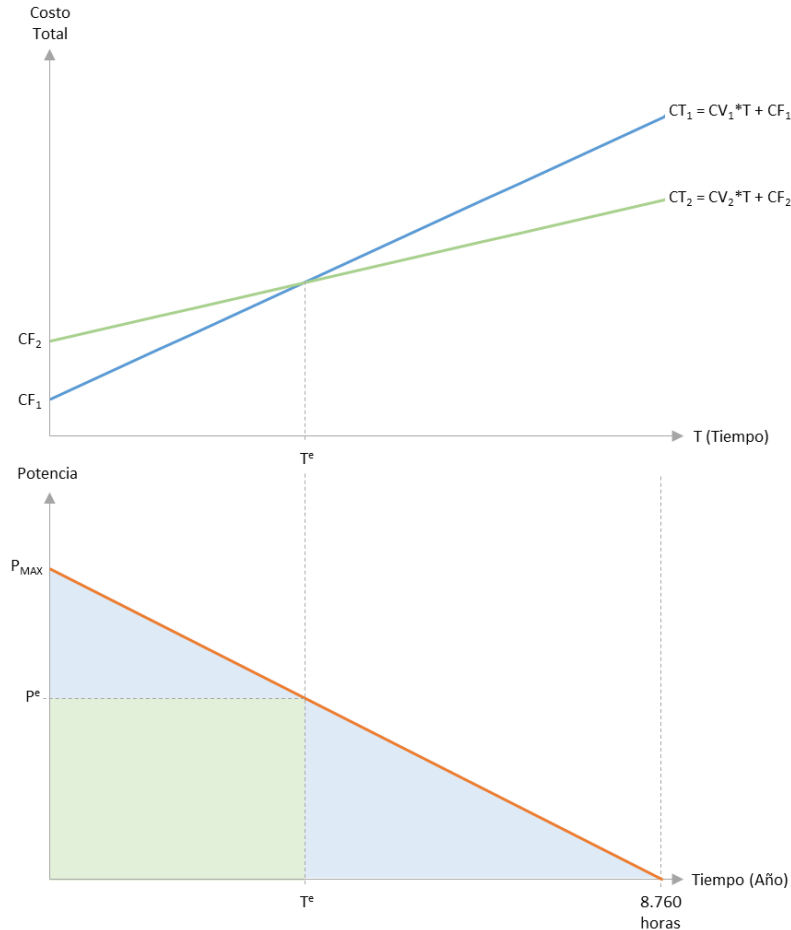
Gráfico N° 5



De acuerdo al Gráfico N° 5 la tecnología que se instale para abastecer la Base de la curva de duración operará una mayor cantidad de tiempo que la que se instale para abastecer la Punta, lo cual es consistente con el criterio de minimización de costos totales en la medida que en “base” operarán las centrales de menor costo de operación y mayor costo unitario de inversión (mientras lo contrario ocurrirá en la “punta”).

Regresando por simplicidad y sin pérdida de generalidad al ejemplo de dos centrales de generación de distinta tecnología, y conjugando los Gráficos N° 2 y N° 5 se puede determinar la potencia de diseño óptimo de la central de tipo 1 y de tipo 2, de modo de minimizar el costo total de producción. Es conveniente recordar que en este ejemplo se cumple que  $CF_1 < CF_2$  y  $CV_1 > CV_2$ , es decir, la central tipo 2 es la que se utilizará en la base; que corresponde a aquella central con mayor costo de inversión y menor costo de operación.

Gráfico N° 6



Se puede observar en el Gráfico N° 6 que en  $T^e$  ambas tecnologías tienen el mismo costo total de generación (incluyendo costo variable y costos de inversión), y que si el tiempo de operación es mayor a  $T^e$ , convendrá invertir en la central de tipo 2. Por lo tanto, para abastecer la demanda, representada mediante la curva de duración, es claro que se deberá instalar una potencia (capacidad) de  $P^e$  en centrales de tipo 2, y una potencia adicional equivalente a  $(P_{max} - P^e)$  en centrales de tipo 1. Como resultado se obtiene que por un tiempo total de  $T^e$ , en que la demanda es mayor que  $P^e$ , ésta será abastecida empleando las centrales de ambos tipos, con las centrales de tipo 2 despachadas a capacidad máxima ( $P^e$ ) y las centrales de tipo 1 despachadas parcialmente ( $P$  despachada  $< P_{max} - P^e$ ) salvo en el instante de demanda máxima, donde el despacho de estas centrales también será a plena capacidad de generación ( $P_{max} - P^e$ ). Por otro lado, en el resto del tiempo, es decir para este ejemplo, las 8.760 -  $T^e$  horas restantes de año, la demanda total será cubierta sólo con las centrales de tipo 2, que representan a su vez a las centrales de Base, cuya capacidad instalada será de  $P^e$ . En otras palabras, dada la demanda del año representada por la curva de duración, la manera en que se minimiza el costo total de

abastecimiento (inversión y operación), es teniendo una inversión en capacidad de Base igual a  $P^e$ , y una en capacidad de Punta equivalente a  $(P_{\max} - P^e)$ . Esto es así, debido a que las unidades de inversión en tecnología de Base estarán operando siempre una cantidad de tiempo mayor a  $T^e$ , contexto en que dicha tecnología tiene un costo total menor que la de Punta, mientras que las unidades de inversión en tecnología de Punta operarán un tiempo menor a  $T^e$ , con lo cual son más baratas en términos del costo total<sup>15</sup>. Para comprender lo explicado, es importante tener claridad respecto a que en los momentos de tiempo ordenados desde cero a  $T^e$ , serán despachadas (estarán operando) las plantas de ambos tipos de tecnologías (para satisfacer la demanda de potencia que es superior a  $P^e$ ), mientras que en los momentos incluidos entre  $T^e$  y las 8.760 horas del año, sólo operará la tecnología de Base.

Con lo señalado, el problema de diseño de largo plazo en términos de inversiones está resuelto, pues bastaría con hacer este ejercicio en todos los años del horizonte de planificación, y luego diseñar el cronograma de puesta en construcción y operación de las inversiones de modo de cumplir el plan establecido. Debe destacarse que para llevar a cabo este diseño se requiere, entre otros elementos, información de la capacidad instalada inicial, proyección futura de la demanda total del sistema, evolución de los costos de inversión y operación de las diversas tecnologías, y los tiempos estimados de construcción.

Lo que a continuación se analizará, en el capítulo siguiente, es si el esquema de precios marginalista vigente en Chile entrega los incentivos a la inversión privada para lograr un equilibrio que también sea óptimo desde la perspectiva de la asignación de recursos, de modo de minimizar el costo total de largo plazo de proveer el servicio eléctrico.

---

<sup>15</sup> Nótese que para  $T^d > T^e \Rightarrow CV_1 * T^d + CF_1 > CV_2 * T^d + CF_2$ . Lo inverso ocurre con un  $T$  menor que  $T^e$ .



## IV. LA OPERACIÓN DE UN MERCADO DESCENTRALIZADO

---

En este capítulo se discutirá en torno a la forma que opera el mercado en Chile, caracterizado por la definición de precios marginalistas de potencia y energía, para mostrar luego en el capítulo siguiente (V) la manera en que los incentivos privados conducen al sistema a un equilibrio eficiente de largo plazo. Para lograr el objetivo propuesto, la primera sección describirá los referidos precios. La segunda desarrollará una breve explicación del rol del mercado de contratos en el marco del sistema de precios descrito. Por último, las secciones tercera y cuarta demostrarán que las empresas reciben lo estrictamente requerido para lograr una rentabilidad normal de sus inversiones, cuando los precios son definidos del modo antes indicado.

### IV.1 Precios Marginalistas: potencia y energía

En Chile se definen dos precios “marginalistas”; el de la energía y de la potencia. Cada uno de estos precios queda determinado del siguiente modo:

- Precio o costo marginal de la energía: corresponde al costo variable de generación de la última unidad despachada por el CDEC en cada intervalo de tiempo. Dada la regla de despacho de corto plazo antes explicada, lo indicado es equivalente al costo variable de la unidad más cara que esté en operación (con absoluta independencia de cuales hayan sido los costos de inversión de la mencionada central)<sup>16</sup>. En definitiva, el modelo marginalista determina que toda la energía generada en un intervalo de tiempo debe ser valorizada al costo marginal de la energía definido para tal intervalo.
- Precio o costo marginal de la potencia: corresponde al costo de instalar una unidad adicional de capacidad (1 MW) para la tecnología más barata en inversión unitaria (y por tanto, más cara en operación – costo variable-). Específicamente es el costo de una unidad adicional de capacidad de una turbina diesel (central térmica que utiliza petróleo como insumo)<sup>17</sup>. De este modo, el modelo marginalista determina que toda la potencia instalada disponible y utilizada efectivamente para abastecer la demanda cuando esta es máxima debe ser valorizada al costo marginal de la potencia.

---

<sup>16</sup> Este precio lo determina el CDEC de cada sistema, para lo cual utiliza una ventana de tiempo de 1 minuto. Con ese registro y para efectos de la valorización de la energía, el CDEC calcula un promedio ponderado del precio spot de la energía para cada hora del día.

<sup>17</sup> Este precio se calcula cada seis meses por la Comisión Nacional de Energía en el Informe de Precios de Nudo, para lo cual se utiliza de modo convencional la turbina dual de 70 MW de capacidad. Cabe destacar que este precio unitario de potencia corresponde a una anualidad de la inversión, por lo tanto, en adelante debe entenderse en el texto que lo que se recauda por potencia al multiplicar el precio unitario por la capacidad instalada es equivalente al costo anual de inversión.

En un sentido económico, el precio de la energía representa el costo marginal de corto plazo de sistema, es decir, el costo en que se incurre cuando se demanda una unidad adicional de energía, cuando la capacidad instalada del sistema está fija (no se puede modificar). Asimismo, el precio de la potencia representa el costo marginal de largo plazo del sistema, lo cual equivale al costo en que se incurre al instalar una unidad adicional de capacidad (en tecnología de Punta), frente a un aumento de la demanda máxima de potencia.

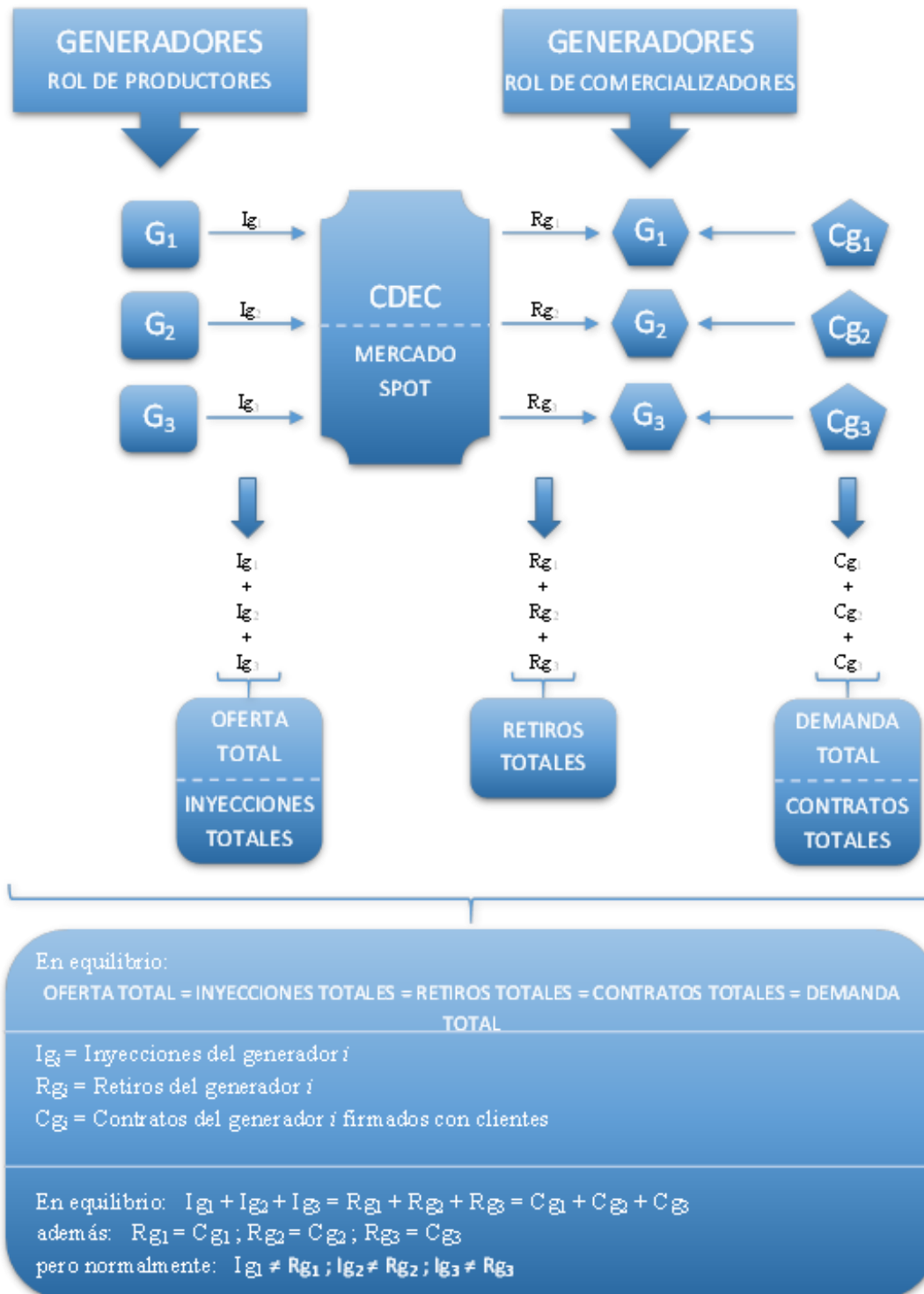
## IV.2 El Mercado Spot y el Mercado de Contratos

No obstante en el capítulo VI se discutirá en torno al rol del mercado de contratos, parece relevante desde la lógica de la presentación del documento entregar desde ya una breve reseña respecto de dicho mercado. La razón de ello es que no es posible comprender la globalidad de la operación del mercado eléctrico chileno, en que los precios marginalistas tienen una importancia crucial, sin considerar el papel de los contratos de provisión del servicio.

En el país se distinguen dos mercados en los cuales las empresas generadoras transan la potencia y la energía. Por un lado está el denominado mercado spot, caracterizado por las transacciones y precios marginalistas vigentes en el marco del funcionamiento de los CDEC de cada sistema, y por otro, el mercado de contratos en que los mismos agentes establecen transacciones con los denominados clientes libres y clientes regulados.

El mercado spot es aquel en que estrictamente hablando los precios marginalistas antes definidos (en la sección anterior) son aplicados. En él los generadores inyectan energía al sistema, por lo cual reciben los pagos correspondientes a los precios vigentes en cada momento del tiempo (del mismo modo, deben tener disponible la potencia requerida para cuando la demanda de energía se hace máxima). Pero como la oferta (las mencionadas inyecciones al sistema) dependen de la demanda en cada instante (el CDEC despacha centrales para que la oferta de energía iguale a la demanda), los retiros de energía se gatillan por los contratos que deben cumplir los generadores con sus clientes (sean estos libres o regulados). Cabe destacar que de acuerdo a la legislación chilena los únicos que están facultados para efectuar retiros en el mercado spot son los mismos generadores de energía, en virtud de lo cual estos agentes juegan el doble rol de productores y comercializadores de la energía. El siguiente diagrama explica lo antes indicado.

Diagrama N° 2



El mecanismo, entonces, con que funcionan los dos mercados es el siguiente. Los generadores tienen plantas conectadas al sistema que son despachadas en función de las órdenes que reciban del CDEC (éstas son las inyecciones al sistema). Estas órdenes de

despacho ocurren a su vez en función de la demanda efectiva que el sistema vaya teniendo en el tiempo, la cual proviene de dos tipos de consumidores; los libres y los regulados<sup>18</sup>. Todos los consumidores que demandan energía lo hacen en virtud de un contrato que poseen con algún generador, sea un contrato explícitamente firmado en el caso de los clientes libres, o uno firmado por la distribuidoras eléctricas “en representación” de los clientes regulados (según lo establece el mandato legal). Cada generador, en función de los contratos que posea, se debe hacer responsable ante el CDEC de la demanda que proviene del consumidor con el cual ha firmado el contrato, de manera tal que los retiros de energía son de responsabilidad del generador cuyo cliente (según contrato) ha demandado dicha energía.

Dado el funcionamiento descrito, debe quedar claro que la producción de energía de un generador cualquiera está dissociada de sus ventas establecidas a través de sus contratos. Esto ocurre porque el despacho de centrales lo realiza el CDEC en función de variables, como por ejemplo la hidrología, que llevan a que la cantidad producida efectivamente en un periodo de tiempo puede ser mayor o menor, dependiendo de la disponibilidad de agua (si se trata de una central hidroeléctrica), mientras que la cantidad retirada por el generador del sistema depende de las decisiones que tome el consumidor con el cual posee un contrato de provisión de servicio.

Como los precios marginalistas de energía y potencia son los que rigen el mercado spot<sup>19</sup>, lo que en la práctica ocurre es que cada inyección y retiro del sistema se evalúa a dichos precios, de forma que el generador responsable cobra cuando inyecta y paga cuando retira, al precio vigente en el momento en que se realiza cada uno de estos movimientos<sup>20</sup>. Tal como se muestra en el diagrama N° 2, los balances siempre cuadran debido a que el total de retiros es igual al total de inyecciones. Lo anterior no obsta para que en el caso de un generador específico éste pueda tener ganancias o pérdidas en función de los precios de los contratos que haya firmado (se volverá más adelante sobre este punto).

En adelante, el presente documento se centrará mayoritariamente en la operación del mercado spot, ya que es en dicho mercado en el cual se cobran los precios marginalistas que han sido motivo de crítica en los últimos tiempos. Es decir, lo que se pretende explicar es si este sistema de precios conduce a soluciones eficientes desde la perspectiva de la

---

<sup>18</sup> Los clientes regulados son aquellos con una potencia conectada inferior o igual a 2.000 kW, o aquellos entre 500 y 2.000 kW que hayan optado por ser clientes regulados. El resto corresponde a clientes libres. Los clientes regulados pagan los precios que provengan de licitaciones que hayan realizado las distribuidoras eléctricas para satisfacer la demanda de este tipo de clientes que estén conectados en su correspondiente zona de concesión. Por su parte, los clientes libres (en su mayoría, empresas) pagan por la energía y potencia los precios que hayan libremente pactado con alguna de las generadoras que operen en el sistema.

<sup>19</sup> En el mercado de contratos los precios se definen libremente, o mediante las licitaciones de suministro que realizan las distribuidoras eléctricas, en el caso de los clientes regulados.

<sup>20</sup> En términos concretos, el CDEC realiza cada mes calendario un balance horario de inyecciones y retiros del sistema, de manera que los generadores deben pagarse entre ellos los saldos que correspondan.

asignación de recursos, de manera que los consumidores enfrenten precios que reflejen estrictamente los costos de proveer el servicio, y los inversionistas no obtengan rentas sobre-normales por los proyectos que realizan.

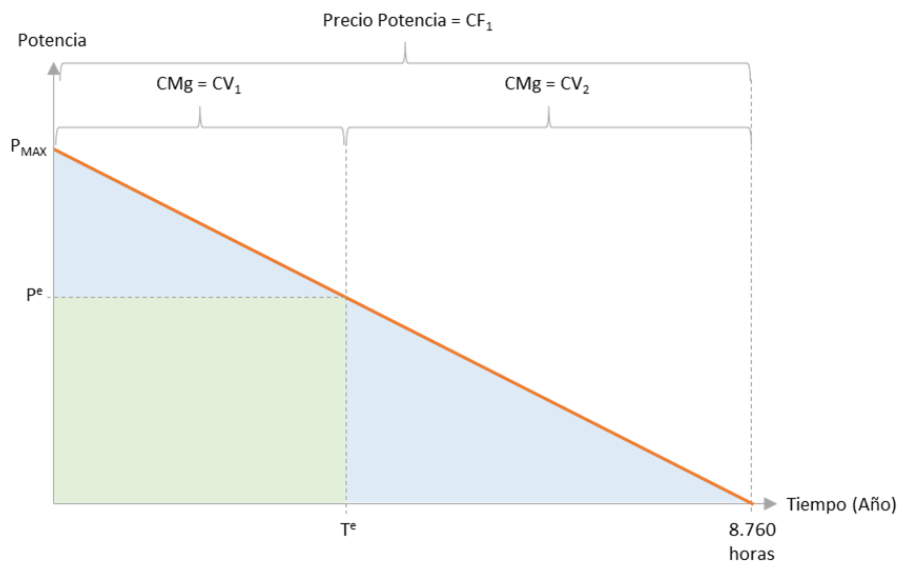
### IV.3 Tecnologías Distintas y Precios de la Energía y Potencia

Veremos a continuación cómo funciona el sistema de precios en un mercado centralizado, planificado y operado de acuerdo a las reglas anteriormente descritas<sup>21</sup>. Posteriormente se analizará si el comportamiento es el mismo cuando las decisiones de inversión las toma el sector privado de modo descentralizado; la cual es de hecho la situación que actualmente prevalece en Chile.

Considerando la parte inferior del Gráfico N° 6 antes presentado, se pueden identificar claramente dos zonas (ver Gráfico N° 7, siguiente):

- Entre cero y  $T^e$ , donde ambas tecnologías están siendo despachadas, ya que la potencia de la central de Base ( $P^e$ ) no es suficiente para satisfacer la demanda total en esos instantes de tiempo, por lo cual la central de Punta también está generando electricidad.
- Entre  $T^e$  y las 8.760 horas, donde sólo genera la central de Base (la más barata en operación; menor costo variable), ya que su potencia instalada es suficiente para satisfacer la demanda en todos los instantes de tiempo ahí considerados.

Gráfico N° 7



<sup>21</sup> Es decir, en el cual las decisiones de corto plazo de operación son tomadas por el CDEC y las decisiones de largo plazo son asumidas por un planificador central eficiente.

Dado que entre cero y  $T^e$  ambas tecnologías se encuentran operando, entonces el costo marginal de la energía (CMg, o precio spot de energía) quedará determinado por el costo variable de la tecnología de Punta ( $CV_1$ ), la más cara en operación. Por su parte, en la zona entre  $T^e$  y las 8.760 horas, el costo marginal de la energía lo definirá el costo variable de la tecnología de Base ( $CV_2$ ). Por otro lado, de acuerdo a la definición del precio marginalista de la potencia, éste será el mismo durante todo el tiempo (entre cero y 8.760) y estará definido como el costo unitario de inversión de la tecnología de Punta, es decir,  $CF_1$  (la más barata en inversión). Por tanto<sup>22</sup>:

- Entre cero y  $T^e$  :  
Costo Marginal de Energía = PE = CMg =  $CV_1$   
Precio de Potencia = PP =  $CF_1$
- Entre  $T^e$  y las 8.760 horas:  
Costo Marginal de Energía = PE = CMg =  $CV_2$   
Precio de Potencia = PP =  $CF_1$

#### IV.4 Mercado Adaptado a la Demanda: ingresos igual costo total

Asumiendo por simplicidad la existencia de dos tecnologías que operan en un mercado adaptado a la demanda, es decir, en el cual la potencia instalada satisface exactamente la demanda máxima, y donde la solución de diseño ha sido óptima en términos de las inversiones en las dos tecnologías disponibles, a continuación se demostrará que con el esquema de precios marginalista cada tecnología recibe lo estrictamente necesario para financiar su costo de inversión y de operación, en condiciones normales de rentabilidad (se utilizará como referencia el Gráfico N° 8).

Para la **Central de Punta** (tecnología de tipo 1) el balance de costos e ingresos será:<sup>23</sup>

- Balance de Potencia: La inversión total asciende a  $(P_{\max} - P^e)$  unidades de potencia a un costo unitario de  $CF_1$ . Por otra parte, el precio marginal de la potencia será igual a su costo unitario de inversión, por ser la central de Punta disponible en el mercado, es decir,  $PP = CF_1$ . Luego, el balance de ingresos y costo de inversión para la central de tipo 1 será:

---

<sup>22</sup> En la nomenclatura utilizada en el sector eléctrico, se dirá que en los momentos del tiempo comprendidos entre cero y  $T^e$  la firma con tecnología de base, es decir la de tipo 2, infra-marginará en la medida en que por la energía producida se le pagará un costo un precio (costo variable) superior al costo variable propio, en la medida en que el precio spot está determinado por  $CV_1$  y su costo propio asciende a  $CV_2$ , donde  $CV_1 > CV_2$ .

<sup>23</sup> Para comprender a cabalidad el análisis que se efectuará en esta sección, debe recordarse que el costo fijo representa el costo unitario de inversión en términos anuales, es decir, es la anualidad de una inversión calculada con la tasa de descuento pertinente.

$$\text{Costo Total Inversión} = (P_{\max} - P^e) * CF_1$$

$$\text{Ingreso Total por Pago de Potencia} = (P_{\max} - P^e) * PP$$

Como  $PP = CF_1$ , entonces: Costo Total Inversión = Ingreso Total por Pago de Potencia. Es decir, con sus ingresos de potencia financia exactamente sus costos de inversión.

- Balance de Energía: El costo variable se producirá en el periodo en que esta central está siendo despachada (operando), es decir entre cero y  $T^e$ , por lo cual su balance de ingresos y costo por generación de energía será:

$$\text{Costo Variable Total} = \text{Energía Central Punta} * CV_1$$

$$= \frac{(P_{\max} - P^e) * T^e}{2} * CV_1$$

$$\text{Ingreso Total por Pago de Energía} = \text{Energía Central Punta} * PE$$

$$= \frac{(P_{\max} - P^e) * T^e}{2} * PE$$

Como en el período considerado,  $PE = CV_1$ , entonces: Costo Variable Total = Ingreso Total por Pago de Energía. Es decir, con sus ingresos de energía financia exactamente sus costos variables de operación.

Para la **Central de Base** (tecnología del tipo 2) el balance de costos e ingresos será:

- Balance de Potencia: La inversión total asciende a  $P^e$  unidades de potencia a un costo unitario de  $CF_2$ . Por otra parte, el precio de la potencia será igual al costo unitario de inversión de la central de Punta, es decir,  $PP = CF_1$ . Además, se sabe que  $CF_1 < CF_2$ . El balance de ingresos y costo de inversión para la central de tipo 1 será:

$$\text{Costo Total Inversión} = P^e * CF_2$$

$$\text{Ingreso Total por Pago de Potencia} = P^e * PP$$

Como  $PP = CF_1 < CF_2$ , entonces: Costo Total Inversión > Ingreso Total por Pago de Potencia. Es decir, con sus ingresos de potencia no financia sus costos de inversión.

- Balance de Energía: El costo variable de operación de la central se puede dividir en dos períodos claramente identificables:
  - Entre  $T^e$  y las 8.760 horas de año, el balance será:

$$\begin{aligned} \text{Costo Variable Total} &= \text{Energía Central Base} * CV_2 \\ &= \frac{P^e * (8.760 \text{ horas} - T^e)}{2} * CV_2 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Ingreso Total por Pago de Energía} &= \text{Energía Central Base} * PE \\ &= \frac{P^e * (8.760 \text{ horas} - T^e)}{2} * PE \end{aligned}$$

Como para este periodo  $PE = CV_2$ , los costos son equivalentes a los ingresos, es decir, en esta primera zona, con sus ingresos de energía financia exactamente sus costos variables de operación.

- Entre cero y  $T^e$ , el balance será:

$$\begin{aligned} \text{Costo Variable Total} &= \text{Energía Central Base} * CV_2 \\ &= (P^e * T^e) * CV_2 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Ingreso Total por Pago de Energía} &= \text{Energía Central Base} * PE \\ &= (P^e * T^e) * PE \end{aligned}$$

Como en este periodo  $PE = CV_1 > CV_2$ , los ingresos serán mayores que los costos. Es decir, en esta segunda zona, con sus ingresos de energía obtiene ganancias respecto a sus costos variables. Esta situación es la que se denomina como “infra-marginalidad” (la central recibe una remuneración por la energía generada que es superior a sus costo de producir dicha energía).

Por lo tanto, en el caso de la central de base, la firma tendrá pérdidas por el lado del pago de potencia y ganancias asociadas al pago de sus inyecciones de energía (durante los momentos del tiempo en los cuales infra – margina). La pregunta evidente que surge es saber cuál de estas cantidades es mayor, o si se compensan exactamente. Como se verá a continuación, la respuesta es que se compensan, motivo por el cual quedaría demostrado que ambos tipos de tecnologías reciben exactamente lo que requieren para financiar sus inversiones, en condiciones normales de rentabilidad<sup>24</sup>.

---

<sup>24</sup> Técnicamente, la rentabilidad normal está garantizada cuando el cálculo del precio de una unidad de potencia de punta se realiza de acuerdo a los estándares normales utilizados en procesos de tarificación.



En virtud de lo expuesto, el balance global de la tecnología de base (sin considerar la parte ya compensada del pago de energía en el período en que sólo esta tecnología está despachada en el sistema), es el siguiente:

Ingresos por energía en la zona donde infra – margina:  $P^e * T^e * CV_1$

Costos de energía en la zona donde infra – margina:  $P^e * T^e * CV_2$

Ganancias por generar (excedente):  $P^e * T^e * CV_1 - P^e * T^e * CV_2$

Ingresos por potencia:  $P^e * CF_1$

Costo de inversión:  $P^e * CF_2$

Pérdida de inversión (déficit):  $P^e * CF_2 - P^e * CF_1$

Se puede demostrar que las ganancias (o excedente) son iguales a las pérdidas (déficit), ya que por condición de diseño del parque generador se sabe que se cumple la siguiente relación (ver gráfico N° 3):

En  $T^e$  se verifica que  $CV_1 * T^e + CF_1 = CV_2 * T^e + CF_2$  (los costos totales de producción de ambas tecnología se igualan), por tanto, reordenando los términos y multiplicando por  $P^e$  a ambos lados, se obtiene:

$$CV_1 * T^e * P^e - CV_2 * T^e * P^e = CF_2 * P^e - CF_1 * P^e$$

Ganancias (excedente) = Pérdidas (déficit)

De esta forma se constata que con un sistema adaptado a la demanda y un diseño apropiado de las inversiones, el sistema marginalista de precios garantiza que cada uno de los participantes en el mercado de la generación reciba los ingresos estrictamente necesarios para obtener una rentabilidad normal de sus inversiones, garantizando además precios que reflejan los costos de desarrollo de largo plazo de nuevas centrales.

En el capítulo V se mostrará la forma en que un mercado descentralizado basado en decisiones de inversión privadas, el mismo sistema de precios marginalista entrega los incentivos necesarios para llegar al equilibrio óptimo desde la perspectiva de la asignación de recursos. Por su parte, para mayor generalidad, en el anexo N° 1 se demuestra que las mismas condiciones antes presentadas se cumplen cuando existen 3 tecnologías.

## V. INCENTIVOS PRIVADOS Y SEÑALES DE PRECIOS

---

Para analizar el comportamiento de un mercado descentralizado basado en decisiones de inversión privadas, operando bajo un sistema de precios marginalista como el descrito con anterioridad en el presente texto, este capítulo se dividirá en dos secciones. La primera, mostrará cómo el sistema retorna al equilibrio óptimo cuando por alguna razón se observa una sub-inversión en la tecnología de base (condición que se asemeja a la situación actual del mercado de la generación en Chile)<sup>25</sup>. Por su parte, la segunda realizará el mismo análisis, pero en circunstancias en las que se ha producido un incremento de la demanda por energía. En todo el capítulo, el foco del análisis será la condición esencial de un mercado descentralizado en que las decisiones empujan el equilibrio hacia el óptimo social<sup>26</sup>.

Antes del análisis de los casos específicos indicados, debe tenerse presente que desde una perspectiva global el sistema de precios tiende a reproducir las condiciones óptimas de un sistema adaptado, según se ha caracterizado anteriormente, por dos razones muy precisas. Primero, cuando hay un déficit de inversión, la escasez de energía de base suficiente hace que los costos marginales del sistema tiendan a aumentar (aumenta el precio spot promedio de la energía), lo que a su vez provoca que los incentivos a invertir crezcan debido a las potenciales ganancias esperadas, con lo cual los inversionistas invierten con mayor intensidad, volviéndose de este modo al equilibrio. Segundo, si a la inversa lo que ocurre es que hay un exceso de inversión, por ejemplo en tecnología de punta, la señal de precio de la potencia hará que existan incentivos a la desinstalación de centrales de dicho tipo. Esto último ocurre debido a que el pago de potencia se ajusta a la demanda máxima efectiva del sistema<sup>27</sup>.

### V.1 Subinversión e Incentivos al Aumento de Capacidad

Para visualizar la manera en que los incentivos privados a la inversión hacen que el equilibrio converja hacia el óptimo, se asumirá una situación inicial de desequilibrio en que la capacidad instalada en la tecnología de base es igual a  $P^1$ , monto inferior el óptimo antes identificado ( $P^e$ ), según se puede observar en el gráfico siguiente.

---

<sup>25</sup> Hacia el final de la sección correspondiente, el análisis también se extenderá para el caso de una sobre inversión en tecnología de base o de punta.

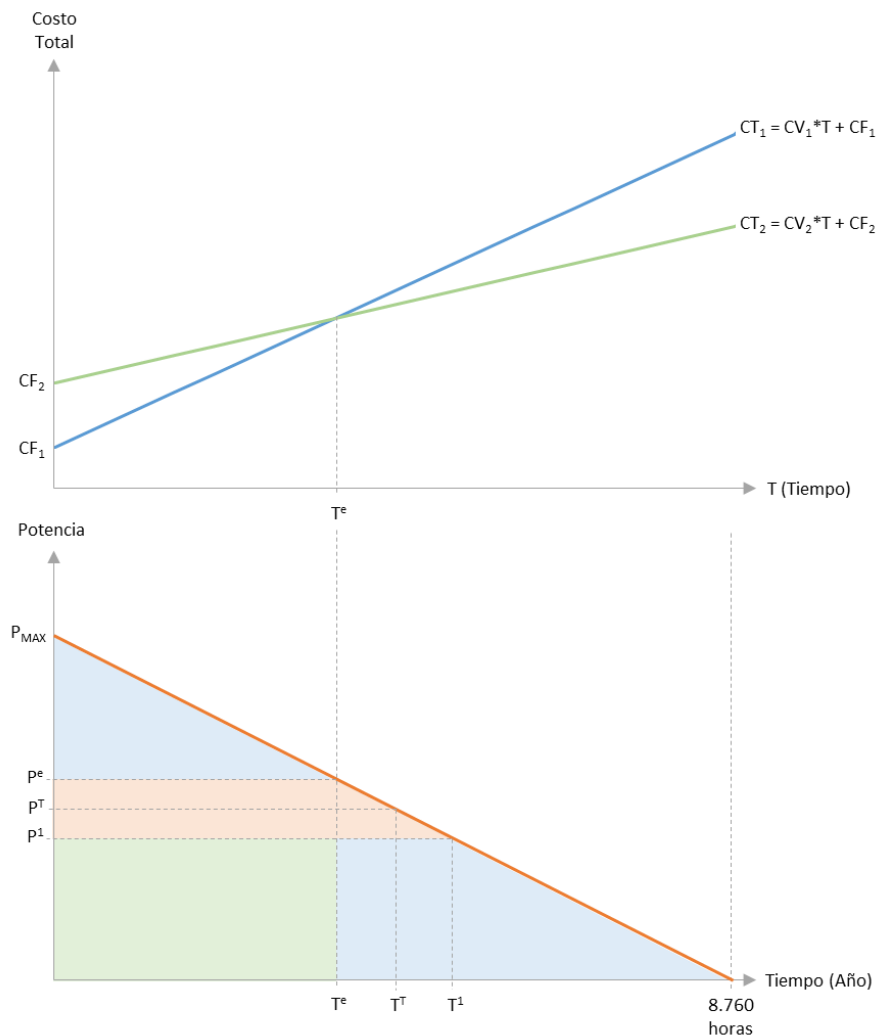
<sup>26</sup> El concepto de óptimo social se emplea en el sentido de la situación que prevalecería si un planificador central con perfecta información diseñara el sistema para minimizar el costo de producción de largo plazo.

<sup>27</sup> Es decir, se paga a cada unidad instalada una potencia ajustada de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\text{Potencia Ajustada Unidad Específica} = \text{Potencia Instalada Unidad Específica} * \frac{\text{Demanda Máxima Sistema}}{\text{Potencia Total Instalada}}$$

donde la Potencia Total Instalada será la suma de las Potencias Instaladas de las Unidades Específicas que participen en el sistema.

Gráfico N° 8 <sup>28</sup>



Dada la condición de diseño expresada en el gráfico N° 2 se debe cumplir lo siguiente<sup>29</sup>:

$$CV_1 * T^e * P^e + CF_1 * P^e = CV_2 * T^e * P^e + CF_2 * P^e$$

$$CV_1 * T^e * P^1 + CF_1 * P^1 = CV_2 * T^e * P^1 + CF_2 * P^1$$

De donde se deduce que:

<sup>28</sup> Se ha incorporado la parte superior del gráfico para efectos de enfatizar que el punto en que ambas tecnologías tienen el mismo costo total es en el tiempo  $T^e$ .

<sup>29</sup> Nótese que en la medida en que la condición se cumple para una unidad de potencia, también se cumplirá para otras cantidades de potencia invertida.

$$CV_1 * T^e * P^e - CV_2 * T^e * P^e = CF_2 * P^e - CF_1 * P^e$$

$$CV_1 * T^e * P^1 - CV_2 * T^e * P^1 = CF_2 * P^1 - CF_1 * P^1$$

Es decir, para el tiempo de operación  $T^e$ , tanto la capacidad instalada (potencia)  $P^e$  como  $P^1$  permiten cubrir la diferencia en el pago de potencia (déficit presentado en el lado derecho de las últimas dos ecuaciones) con la ganancia obtenida por la condición infra-marginal (lado izquierdo de las mismas ecuaciones)<sup>30</sup>.

De lo expuesto se deduce que en caso de que el sistema esté desadaptado, de modo que la inversión (potencia instalada) en la tecnología de base sea menor que la óptima ( $P^1 < P^e$ ), se observarán los siguientes hechos:

- Dado que ( $P^1 < P^e$ ) ocurrirá que el déficit de generación en tecnología de Base será suplido por centrales de Punta.
- De cero a  $T^1$  la tecnología de punta recibe por pago de energía su costo variable propio. Por otra parte, su pago de potencia también coincide con su costo de inversión. Esta es la condición propia de la tecnología de punta, la cual fue demostrada y explicada conceptualmente en el capítulo anterior.
- De  $T^1$  a las 8.760 horas del año la tecnología de base recibe por pago de energía su costo variable propio (queda saldada). Esto ocurre porque en dicha zona “triangular” la tecnología de base es la única que genera, por lo cual su costo marginal propio determina el precio spot de la energía.
- Para la tecnología de base, las ganancias por infra-marginalidad entre cero y  $T^e$  permiten financiar completamente la diferencia entre el pago de potencia y los costos de inversión, para un nivel de potencia instalada igual a  $P^1$  (ya que como se presentó antes, se cumple que  $CV_1 * T^e * P^1 - CV_2 * T^e * P^1 = CF_2 * P^1 - CF_1 * P^1$ ).
- Con una magnitud de potencia de  $P^1$ , la tecnología de base obtiene una renta equivalente a:  $[CV_1 * (T^1 - T^e) * P^1] - [CV_2 * (T^1 - T^e) * P^1]$ . Lo que corresponde a la infra-marginalidad adicional a la estrictamente requerida para solventar un pago de potencia inferior a sus costos propios de inversión<sup>31</sup>. Esto ocurre porque con una potencia instalada de  $P^1$ , el período de infra-marginalidad se extenderá desde  $T^e$  a  $T^1$ .

<sup>30</sup> Debe recordarse que de cero a  $T^e$ , el pago unitario de energía es  $PE = CV_1$ , mientras el pago unitario de potencia es  $PP = CF_1$ .

<sup>31</sup> Ya que entre cero y  $T^e$ , la infra-marginalidad cubre exactamente el déficit de pago de potencia, lo cual se demuestra porque  $CV_1 * T^e * P^1 - CV_2 * T^e * P^1 = CF_2 * P^1 - CF_1 * P^1$ . Luego, el resto de la infra-marginalidad será renta  $[CV_1 * (T^1 - T^e) * P^1] - [CV_2 * (T^1 - T^e) * P^1]$ .

- No obstante con una potencia de  $P^1$  la tecnología de base obtiene las rentas antes indicadas, su nivel de inversión es inferior al caso de un mercado adaptado ( $P^1 < P^e$ ), motivo por el cual sus ganancias por este concepto son menores, ya que el precio de potencia del sistema (explicado en la sección IV.1) se calcula con una rentabilidad esperada del capital invertido, consistente con las condiciones de riesgo de dichas inversiones<sup>32</sup>. Más allá del análisis respecto a definir en qué condición la tecnología de base está mejor (con una potencia  $P^e$  adaptada, o  $P^1$ ), lo relevante es que las mencionadas rentas necesariamente se disiparán por efecto de los incentivos a nuevas inversiones en este tipo de tecnologías que la situación descrita conlleva.
- Un aumento en la capacidad instalada en tecnología de base, equivalente a una parte de la diferencia entre la potencia adaptada y la efectiva, es decir por un monto menor que  $(P^e - P^1)$  como por ejemplo  $(P^T - P^1)$  según se observa en el gráfico N° 9, enfrentará el siguiente balance ex – ante<sup>33</sup>:

- Ingresos por energía:  $(P^T - P^1) * T^e * CV_1 + (P^T - P^1) * (T^T - T^e) * CV_1$
- Costos de energía:  $(P^T - P^1) * T^e * CV_2 + (P^T - P^1) * (T^T - T^e) * CV_2$
- Ganancias por generar (excedente):

$$\left[ (P^T - P^1) * T^e * CV_1 - (P^T - P^1) * T^e * CV_2 \right] + \left[ (P^T - P^1) * (T^T - T^e) * CV_1 - (P^T - P^1) * (T^T - T^e) * CV_2 \right]$$

- Ingresos por potencia:  $(P^T - P^1) * CF_1$
- Costo de inversión:  $(P^T - P^1) * CF_2$
- Pérdida de inversión (déficit):  $(P^T - P^1) * CF_2 - (P^T - P^1) * CF_1$

Por condición de diseño, se sabe que debe cumplirse la siguiente igualdad:

$$\left[ (P^T - P^1) * T^e * CV_1 - (P^T - P^1) * T^e * CV_2 \right] = \left[ (P^T - P^1) * CF_2 - (P^T - P^1) * CF_1 \right]$$

Por lo tanto, el excedente menos el déficit entrega el resultado que a continuación se indica:

$$\text{Excedente} - \text{Déficit} = \left[ (P^T - P^1) * (T^T - T^e) * CV_1 - (P^T - P^1) * (T^T - T^1) * CV_2 \right]$$

<sup>32</sup> Normalmente la tasa de descuento empleada se asocia al modelo CAPM. Sin embargo, en el caso específico de Chile se utiliza convencionalmente una tasa de 10%, la cual está definida en la ley.

<sup>33</sup> Se ha obviado la zona triangular en que el costo variable de generación sería igual al precio spot para este inversionista teórico que incrementa la potencia de base en  $(P^T - P^1)$ .

Es decir, el inversionista potencial, sea el existente que posee la inversión de potencia  $P^1$  (o varios existentes que en suma alcanzan dicha potencia) o un posible nuevo entrante al mercado, al invertir, no sólo podrá rentar sus inversiones a la tasa de costo de capital empleada para el cálculo del precio de la potencia, sino que adicionalmente podrá obtener rentas económicas durante el período en el cual la potencia total instalada en tecnología de base siga siendo inferior a  $P^e$ .

Esto demuestra que, en el caso que por algún motivo, en un momento de tiempo, la inversión (potencia) en la tecnología de Base fuera menor que la óptima desde la perspectiva del diseño eficiente del parque generador, las fuerzas del mercado llevarían a que nuevas inversiones en dicha tecnología se llevaran a cabo hasta que las rentas potenciales se disiparan completamente. En este contexto debe quedar claro que el hecho que finalmente las mencionadas rentas se disipen en nada desincentiva las inversiones, ya que al final, en equilibrio, por cada unidad monetaria invertida se obtendrá una rentabilidad normal, considerando las condiciones de riesgo del mercado<sup>34</sup>. Además, en la trayectoria al equilibrio se pueden obtener rentas sobre normales de manera temporal.

Una interrogante que podría surgir es si acaso al generador existente no le convendría quedarse en la circunstancia en la que tiene rentas, originadas en una sub-inversión en tecnologías de base, aplacando los incentivos a que desarrolle nuevas inversiones. La respuesta es que esto no debiera ocurrir por dos razones. Primero, aunque le conviniera el *statu quo*, no puede impedir que terceros hagan las inversiones, de manera que las rentas se disipen de cualquier modo, por lo cual hacer por sí mismo nuevas inversiones tiene la ventaja de aumentar su capital invertido en un negocio que entrega buenos resultados desde una óptima económica (sin necesidad de que existan rentas sobre-normales). Segundo, no es para nada evidente que la situación original en la que la firma obtiene rentas sea superior a una situación en la que la misma empresa existente realiza las inversiones adicionales hasta llegar al equilibrio, ya que la inversión total original es menor (se rentabiliza un stock de capital menor) y de todos modos las utilidades se disiparán rápidamente al entrar un potencial inversionista.

Por último, es claro que también se tiende al equilibrio respecto a las posibles “sobre-inversiones” en tecnología de base, ya que bajo esta circunstancia las empresas tendrían pérdidas en la medida en que el déficit por pago de potencia aumenta y las ganancias asociadas al período de infra-marginalidad disminuyen. Por esta razón, a ningún potencial inversionista le convendrá llevar a cabo proyectos si estima que con ello se llegará a una situación de “sobre-inversión” en tecnología de base. De una manera análoga, tampoco

---

<sup>34</sup> Como ya fuera dicho, en el caso de Chile, la ley establece que se utilice una tasa de costo de capital de un 10%.

existirán incentivos a sobre-invertir en tecnologías de punta, ya que en dicho caso el ajuste del pago de potencia a la demanda máxima implicará pérdidas para el inversionista<sup>35</sup>.

## V.2 Aumentos de Demanda e Incentivos a la Inversión

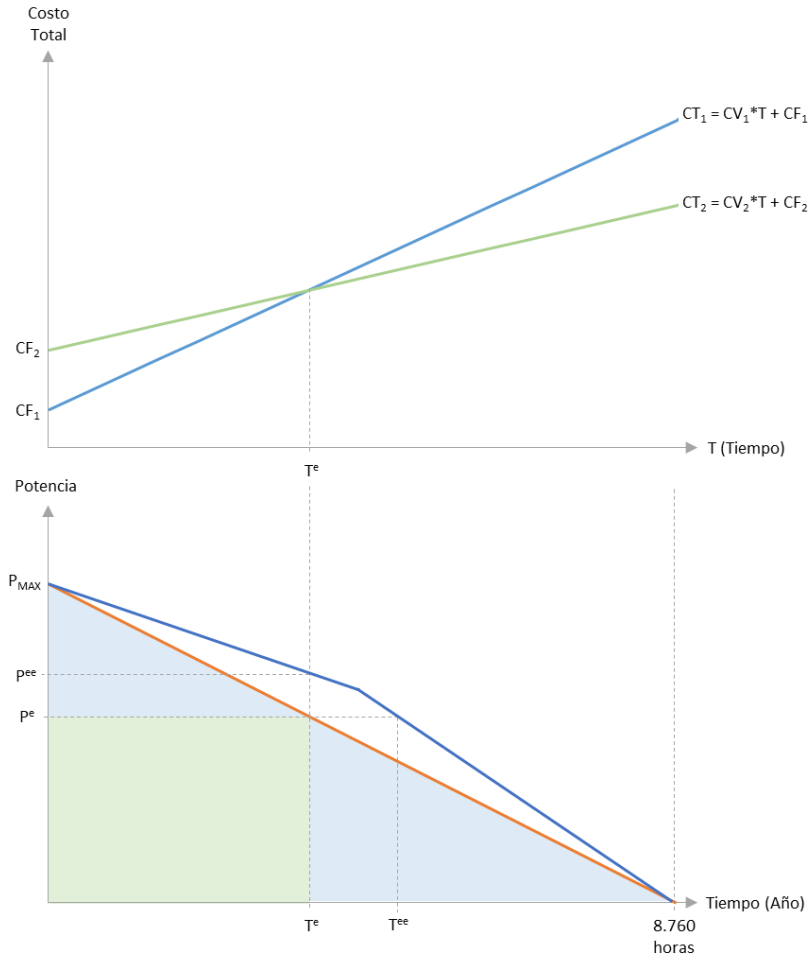
Del mismo modo en que los incentivos privados llevan al equilibrio en los casos de niveles de inversión de base o de punta diferentes al óptimo, se puede ilustrar cómo estos mismos incentivos también juegan el mencionado rol en el caso de un aumento de la demanda por energía. Este segundo caso también es interesante por cuanto corresponde a una realidad permanente en un país que ha crecido de modo sistemático como Chile.

En el gráfico N° 9 se presenta una situación en que la demanda anual por energía ha aumentado, con lo cual la curva de duración se desplaza hacia la derecha (por simplicidad se ha supuesto que ni la demanda máxima ni la mínima se han modificado producto del mencionado incremento). En la nueva circunstancia, la potencia instalada óptima en tecnología de base debiese aumentar desde  $P^e$  a  $P^{ee}$ , no obstante en la medida en que la potencia se mantenga en  $P^e$ , la tecnología de base infra-marginará por un período más largo que el original, pasando de  $T^e$  a  $T^{ee}$ .

---

<sup>35</sup> Esto ocurre ya que al quedar el sistema sobre-invertido, el ajuste por demanda máxima hará que cada planta generadora reciba un pago de potencia equivalente al precio marginalista de potencia multiplicado por una cantidad de MW de capacidad menor que la inversión propia. Por esta razón, la tecnología de punta no cubriría sus costos totales.

Gráfico N° 9



Si se mantiene la estructura original de inversiones en capacidad ( $P^e$  en tecnología de base y  $\langle P_{\max} - P^e \rangle$  en tecnología de punta), los inversionistas en tecnología de base tendrán renta, por las mismas razones presentadas en la sección V.1 anterior, es decir, se estará infra-marginando más tiempo que el estrictamente requerido para cubrir el déficit provocado por el pago de potencia ( $T^{ee} > T^e$ ). Sin embargo, esta renta será disipada por las nuevas inversiones que se lleven a cabo para pasar de una inversión de base de  $P^e$  a una de  $P^{ee}$ , ya que estas inversiones adicionales tendrán rentas sobre-normales de corto plazo, para luego en equilibrio rentar a la tasa normal del mercado de la generación en Chile. El mecanismo de incentivos es idéntico al desarrollado en detalle en la sección anterior de este capítulo.

En definitiva, los precios marginalistas que rigen el mercado spot establecen los incentivos necesarios para que en un mercado descentralizado, regido por la iniciativa privada, se tomen las decisiones de inversión necesarias para que el equilibrio sea óptimo desde la perspectiva de la asignación de recursos.



## VI. RESULTADOS ECONÓMICOS, MERCADO DE CONTRATOS E INCENTIVOS

---

El presente capítulo describirá el modo como se relaciona el mercado de contratos con el mercado spot, enfatizando las particularidades de un sistema con un componente hidroeléctrico significativo, lo cual implica una mayor variabilidad de precios y una correspondiente menor predictibilidad de los resultados de corto plazo. Para ello, se mostrará en primer lugar la importancia de los permanentes cambios en los precios spot de energía. Luego, en la segunda sección se analizará directamente la operación del mercado de contratos. Por último, en la sección tercera, se entregará evidencia que avala el hecho que los incentivos que enfrentan los inversionistas en Chile, en virtud del sistema de precios marginalista, son los adecuados para lograr los objetivos de la regulación.

Antes de caracterizar el mercado spot es importante hacer una breve digresión respecto a la existencia misma del mercado de contratos. A este respecto, lo primero que debe destacarse es que los retiros del mercado spot, que en la práctica representan la demanda total del sistema, se originan en los requerimientos que cada contrato establece, de forma tal que el generador, en su rol de comercializador, va al mercado y retira lo que requiere para cumplir el contrato que tiene con un cliente cualquiera, sea éste libre o regulado<sup>36</sup>. De esta forma se entiende que el mercado de contratos no podría dejar de existir, ya que en caso contrario no habría cómo saber cuánto ha demandado cada cliente específico<sup>37</sup>. Más adelante se verá que, sin perjuicio de lo indicado, el mercado de contratos además juega un rol específico en la planificación económica de las inversiones en plantas de degeneración eléctrica.

### VI.1 Precios Spot en un Sistema Hidro-Térmico

Considerando la forma en que se determinan los precios spot de potencia y energía, se constata que este último varía en función de las plantas que estén despachadas en cada momento del tiempo. Así, lo esencial será cual tecnología o central, de las despachadas en un cierto instante, es la de mayor costo variable de operación, ya que será ella la que determine el precio spot de energía - o costo marginal - en dicho instante. Por lo tanto, el costo marginal en un momento dado será función de las siguientes variables:

---

<sup>36</sup> En Chile los únicos que están facultados para efectuar retiros del mercado spot son los mismos generadores que inyectan. Esto podría ser diferente si se creara la figura del comercializador de energía (ente que podría realizar retiros sin ser generador), no obstante, ello en nada cambiaría la lógica expuesta respecto a que los retiros se originan en última instancia en los contratos vigentes en el mercado.

<sup>37</sup> Contexto en que una distribuidora eléctrica que abastece a clientes regulados en su zona de concesión es un cliente específico para los efectos de los retiros del CDEC.

- Los costos variables de cada una de las tecnologías disponibles. Esto dependerá esencialmente del costo de insumo básico de generación de que se trate (por ejemplo: agua, GNL, gas, carbón, petróleo).
- La demanda total de energía y potencia en cada momento del tiempo. Por ejemplo, si la demanda es mayor en un momento determinado, ello puede implicar el uso de tecnologías de mayor costo de operación que no estaban despachadas previamente, con lo cual aumentará el precio spot de energía.
- La oferta total de capacidad que pudiera no estar plenamente adaptada a la demanda. Si se atrasan en entrar las nuevas centrales de base, habrá que cubrir la demanda total con una mayor proporción de uso de tecnologías más caras de operación, con lo cual crece el costo marginal promedio del periodo considerado.
- La indisponibilidad de las centrales interconectadas al sistema para operar, ya sea porque:
  - Pudiesen estar en mantenimiento, o en reparación por falla intempestiva,
  - Pudieran no estar disponibles porque se han atrasado las inversiones por motivos exógenos de naturaleza más bien política, o
  - No cuenten con el insumo básico que requieren para producir (el ejemplo más significativo de este último caso es la escasez de agua para las centrales hidroeléctricas)<sup>38</sup>.

Si bien todas las variables identificadas que afectan el costo marginal de corto plazo son aleatorias en un sentido estricto, ex – ante hay algunas más predecibles que otras, o cuya varianza estimada es menor. Es así como es más predecible la demanda y su estacionalidad, y la indisponibilidad de centrales por motivos asociados al mantenimiento normal. Por su parte, más impredecibles son los atrasos exógenos a la entrada de nuevas centrales al sistema, la variación de los precios de algunos insumos que pueden moverse en forma brusca en el mercado internacional de *commodities* (sobre todo en el caso que se manifieste una crisis en los mercados externos), y las variaciones en la oferta de capacidad que afectan el precio de la potencia. Sin embargo, en el caso del SIC la variable más impredecible y que impacta con mayor fuerza a la variabilidad de los precios spot de energía, es la hidrología anual, es decir, la disponibilidad de agua para las centrales hidroeléctricas (mayoritariamente las de embalse).

Como se verá en la siguiente sección, la variabilidad de los precios spot de energía juega un rol preponderante en los resultados económicos de las empresas generadoras, contexto en el cual los contratos permiten mitigar en parte la variabilidad de los precios spot. Sin embargo, aun sin considerar los compromisos contratados, los cambios descritos tienen impacto en el equilibrio de precios, de manera que influyen de modo directo en los ingresos infra-marginales de las empresas. En otras palabras, los ingresos esperados por las

---

<sup>38</sup> Otro ejemplo, de hace algunos años atrás, fue la indisponibilidad del gas argentino, originada en las restricciones que dicho país instauró a sus exportaciones del insumo.

empresas al realizar sus inversiones incluyen incertidumbre, lo cual pone de manifiesto que el negocio de la generación involucra evidentes riesgos a quienes participan en el mercado.

Por último, es relevante aclarar que no toda empresa generadora está obligada a tener contratos, pero como en el agregado toda la demanda se manifiesta en algún contrato, deberá ocurrir que por cada unidad de energía que inyecta un generador, existirá un contrato de algún generador (que pudiera no ser el mismo que retira) que sustenta o explica dicha demanda<sup>39</sup>.

## VI.2 Rol del Mercado de Contratos

En el marco de la regulación vigente en Chile, el generador posee dos identidades desde la óptica de funcionamiento del mercado. Por un lado es productor de energía (y potencia), y por el otro comercializador de energía (y potencia). En tanto productor, su relación esencial se establece con el mercado spot (inyecciones), y en tanto comercializador, interactúa tanto con el mercado spot (retiros) como con el de contratos (que fundamentan o explican los retiros atribuibles a un generador específico).

Para entender correctamente el riesgo del negocio, conviene tener presente la ecuación que representa los ingresos netos anuales de un generador cualquiera, con independencia de la tecnología específica que utilice<sup>40</sup>:

$$\Pi^N = (CMg^I - CV) * Eg + (PEC - CMg^R) * Ec + INP - (\langle AVI + COyM \rangle + PTR)$$

Donde:

$\Pi^N =$  Ingresos netos anuales del generador

$CMg^I =$  Costo marginal de la energía inyectada por el generador

<sup>39</sup> En la medida que las inyecciones de una planta generadora específica no necesariamente coinciden con los retiros que la misma unidad lleva a cabo, en virtud de los contratos que tenga vigentes, ocurrirá que en un periodo determinado cualquiera, por cada planta sub-contratada (que neto inyecta más de lo que retira), existirá otra planta sobre-contratada (es decir, que neto retira más de lo que inyecta).

<sup>40</sup> Con fines de presentación, esta ecuación ha sido simplificada en los siguientes sentidos:

- Se ha evitado el uso de sumatorias en los dos primeros términos, las cuales debiesen reflejar que tanto las inyecciones como los retiros de energía se llevan a cabo en barras específicas del sistema y en diferentes momentos del tiempo (los precios varían en función de estos aspectos).
- Los ingresos netos por venta de potencia se han agrupado en una variable única, aunque en estricto rigor dependen de:
  - Del aporte de potencia disponible de cada central “ajustado” a la demanda máxima del sistema (para el pago de las inyecciones de potencia).
  - De los retiros de potencia de cada central, y el precio de potencia que se haya incluido en los contratos de los clientes cuya demanda se esté satisfaciendo.
- El pago de transmisión depende de un conjunto de variables asociadas al uso efectivo de la red de parte del generador, y del tratamiento específico que la ley define para los segmentos considerados (Troncal y Sub-transmisión).

$CV =$	Costo variable propio del generador
$Eg =$	Energía generada (inyectada) por el generador
$PEC =$	Precio de la energía de los contratos que tenga el generador
$CMg^R =$	Costo marginal de la energía retirada por el generador
$Ec =$	Energía contratada (retirada) por el generador
$INP =$	Ingresos netos de potencia que recibe el generador
$AVI + COyM =$	Costo total del generador, que incluye la anualidad de la inversión (AVI) más los costos de operación y mantenimiento.
$PTR =$	Pago por el uso de los sistemas de transmisión

La fórmula propuesta muestra varios hechos que es relevante destacar:

- El primer término  $[(CMg^I - CV) * Eg]$  representa el rol de productor que asume el generador, mostrando las ganancias por infra-marginalidad cuando  $(CMg^I > CV)$ , es decir, cuando el precio spot de energía es mayor que el costo variable propio al momento de inyectar<sup>41</sup>.
- El segundo término  $[(PEC - CMg^R) * Ec]$  representa el rol de comercializador que asume el generador, mostrando las posibles ganancias o pérdidas según sea el caso:
  - Si el precio del contrato es mayor que el costo marginal del sistema cuando se retira energía para cumplir dicho contrato, se tendrán ganancias:  $\Rightarrow (PEC > CMg^R)$ .
  - Si el precio del contrato es menor que el costo marginal del sistema cuando se retira energía para cumplir dicho contrato, se tendrán pérdidas:  $\Rightarrow (PEC < CMg^R)$ .
- Tratándose de tecnologías de base el ingreso neto de potencia ( $INP$ ) debiese ser menor que los costos de inversión ( $AVI$ ), en la medida que se espera una proporción de tiempo en el cual se infra-margina (aunque en esta visión más completa, que incluye tanto al mercado spot como al de contratos, lo indicado también dependerá del precio de potencia incluido en los contratos con los clientes libres<sup>42</sup>).
- Los costos de operación y mantenimiento ( $COyM$ ), y los pagos por el uso de la transmisión ( $PTR$ ) debiesen ser una proporción bastante menor de los costos totales.

<sup>41</sup> Nótese que este término nunca es negativo, ya que el costo marginal propio no puede ser mayor que el precio spot (teniendo presente que el precio spot lo determina la central más cara en operación).

<sup>42</sup> Por simplicidad no se ha incluido el balance de retiros de potencia. Por otro lado, cabe indicar que de acuerdo a la normativa vigente, el precio de potencia de los contratos con los clientes regulados (contratos con distribuidoras eléctricas) equivale al precio marginalista de potencia.

En virtud de lo expuesto, los cambios que presenten los costos marginales del sistema son una variable crucial en la determinación de los ingresos netos anuales del generador, pudiendo tener ganancias o pérdidas en función de éstos<sup>43</sup>. También la cantidad de energía generada es otra variable relevante en el mismo sentido. Para comprender bien los riesgos del negocio, a continuación se detallan estos fenómenos y otros que asimismo serán esenciales en el resultado anual de las firmas:

- Falta de lluvias, para una empresa con inversiones significativas en hidroelectricidad.
- Disminución de inversiones en tecnologías de base, por razones no predecibles ex - ante.
- Falla intempestiva de centrales.
- Aumentos en el precio de insumos esenciales de producción (carbón, gas o petróleo).

Para explicar lo señalado, y dado que se pueden dar muchas situaciones posibles, en función de la combinación específica de factores, se mostrará el riesgo del negocio real sobre la base de un ejemplo. Se asumirá que existe una empresa que posee tanto centrales a gas como hidroeléctricas. Esta empresa ex - ante firma contratos por una cantidad de energía equivalente a un poco menos (por precaución) de lo que estima que en un año normal (con hidrología normal) ella misma producirá<sup>44</sup>. Asimismo, el precio de la energía<sup>45</sup> que incluirá en sus contratos, por aversión al riesgo será un poco mayor que el costo marginal promedio que estima para el periodo, siempre proyectando técnicamente la operación futura del sistema. Nótese que este último precio proyectado dependerá de las centrales que se consideren disponibles en el tiempo (incluyendo la entrada de nuevas centrales), el precio de los insumos básicos de generación (*commodities*, como el carbón, el petróleo y en cierta medida el GNL).

Firmado los contratos, se asumirá que ex - post ocurre lo siguiente: primero, se atrasa la entrada de nuevas centrales, por razones de índole político; segundo, aumenta el precio del petróleo más que lo estimado; y tercero, se produce una sequía prolongada que hace indisponible a las centrales hidroeléctricas<sup>46</sup>. El efecto de estos tres fenómenos son los que a continuación se indican. El atraso de centrales de base tiene como implicancia que las tecnologías de punta estén produciendo una cantidad de tiempo mayor que el normal, con lo cual el costo marginal promedio del año será mayor que el proyectado. El aumento del

---

<sup>43</sup> Lo señalado es particularmente cierto en períodos de grandes cambios respecto a las variables esperadas. En circunstancias estadísticamente más normales, una buena gestión comercial puede disminuir significativamente los riesgos.

<sup>44</sup> Para esto proyecta la operación del sistema a través del tiempo.

<sup>45</sup> Por simplicidad el ejemplo sólo verá la venta de energía (sin incluir la venta de potencia).

<sup>46</sup> Se puede constatar que estos tres fenómenos han caracterizado la situación efectiva del mercado chileno en los últimos años.

precio del petróleo hace crecer los costos marginales durante el período de punta, el que además se ha visto extendido por el atraso de centrales. Por último, la sequía ha implicado que centrales con costos variables mayores operan más tiempo, con lo cual también los costos marginales promedio anuales se hacen mayores (además del hecho que el despacho de centrales hidroeléctricas ha sido menor que el estimado).

¿Qué ocurre en esta circunstancia con la empresa y sus resultados económicos? La empresa tendrá con una probabilidad alta pérdidas por cuanto deberá comprar al precio spot de energía (por sobre su producción propia) una cantidad significativa con el propósito de cumplir sus contratos. En dicha circunstancia el precio spot será superior al de los contratos firmados, ya que estos últimos habían sido estimados con un año hidrológico normal, una entrada de centrales al sistema sin atrasos, y un precio de petróleo menor. Lo anterior implica que el segundo término de la ecuación que representa los ingresos netos anuales de un generador  $[(PEC - CMg^R) * Ec]$ , tendrá un signo negativo ya que el precio de los contratos será menor que el costo marginal de los retiros efectuados desde el mercado spot.

Todo lo anterior muestra que cuando se incluye en el análisis el mercado spot y el mercado de contratos, se evidencia que el negocio de la generación implica importantes riesgos al inversionista, y nada garantiza que se obtengan ganancias en la operación, y por el contrario, bajo ciertas circunstancias consideradas plausibles, es esperable obtener pérdidas. Esto evidencia que la percepción de que el sistema de precios marginalista genera rentas necesarias a los inversionistas, es una opinión que en principio carece de los fundamentos necesarios para ser considerada correcta a todo evento. Un ejemplo real es el caso de la quiebra de la empresa Campanario, la cual en el año 2011 acumuló una deuda de decenas de millones de dólares debido a la necesidad de comprar energía al mercado spot para cumplir sus contratos con las distribuidoras SAESA y CGE (para proveer a los clientes regulados), en circunstancia que los precios estaban muy altos y la cantidad de energía que requería para satisfacer sus contratos excedía el respaldo en producción propia.

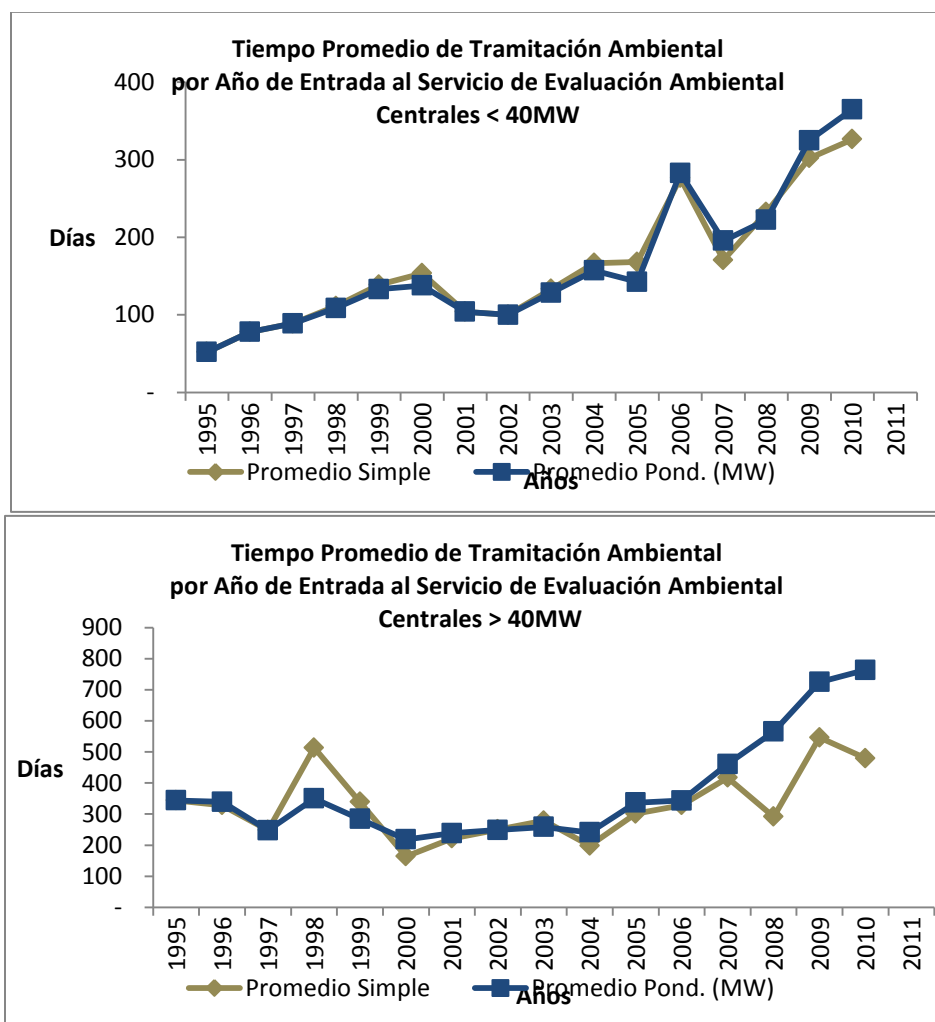
### VI.3 Incentivos y Evidencia Empírica

En la presente sección se entregará alguna evidencia que tiende a avalar lo antes indicado en el capítulo V respecto a la operación del mercado, teniendo presente lo descrito en las secciones anteriores del presente capítulo. Naturalmente, no se pretende que en un sentido estrictamente formal los datos que se presenten constituyan una demostración de todo lo dicho, sin embargo, se podrá visualizar que al menos los antecedentes parecen más consistentes con lo señalado, que alternativamente, por ejemplo, con la postura que propugna la presencia de un equilibrio estable para las empresas existentes, a las cuales no les convendría desarrollar más inversiones.

## Inversiones en los Últimos Años

La evidencia respecto al atraso de inversiones es bastante nítida, y reconocida por todos los estudios que se han desarrollado en torno al tema<sup>47</sup>. En este contexto debe tenerse presente que no existe una forma única de medir dichos atrasos, ya que la variedad de casos es muy alta. De hecho, algunos de ellos están radicados en los procesos asociados al uso territorial, mientras otros han implicado la demora, o definitivamente la detención de proyectos, en instancias medioambientales y/o judiciales. Más allá de las razones que explicarían los atrasos, y de otras maneras en que éstos pudiesen medirse, se puede constatar que el período de aprobación de los estudios ambientales (en el sistema de evaluación ambiental), desde el momento en que se inician los trámites, ha ido aumentando de modo sistemático en los últimos años (ver gráfico N° 10).

Gráfico N° 10



Fuente: Fuentes 2013.

<sup>47</sup> Ver bibliografía de referencia.

Una vez establecido que los atrasos han existido<sup>48</sup>, el tema que debe abordarse es si efectivamente existe un incentivo a realizar mayores inversiones, como lo prescribe el análisis antes realizado respecto a la operación del esquema de precios marginalistas, o alternativamente los antecedentes con que se cuentan tenderían a avalar la hipótesis de que el sector privado estaría obteniendo rentas que los desincentivarían al desarrollo de nuevos proyectos de generación eléctrica.

Para efectos de poder responder la interrogante formulada, a continuación se presentarán las iniciativas para realizar inversiones en los últimos años, representados tanto por proyectos aprobados, pero no puestos en construcción<sup>49</sup>, como aquellos que no fueron aprobados ambientalmente (cuadros N° 1 y N° 2, respectivamente).

---

<sup>48</sup> De hecho, más allá de los antecedentes expuestos, uno de los temas en que existe consenso en el sector es que los proyectos se demoran en la actualidad más tiempo que hace una década.

<sup>49</sup> Por completitud se incluyen dentro de la primera categoría proyectos de reciente calificación, que no debiesen considerarse como ejemplos de intentos fallidos, ya que aún no ha transcurrido suficiente tiempo para poder emitir dicho juicio.



Cuadro N° 1

PROYECTOS APROBADOS AMBIENTALMENTE Y NO PUESTOS EN CONSTRUCCIÓN					
Proyecto	MW	Tipo	Ubicación (Comuna)	Ingreso SEIA	Calificación
Cogeneración CMPC Tissue	21	Gas	Talagante	28/03/2013	03/09/2013
LUZ MINERA	760	Gas Natural	Mejillones	18/02/2013	10/12/2013
Cogeneración CMPC	50	Gas Natural	Puente Alto	31/12/2012	10/05/2013
CAÑETE	3,21	Diesel	Cañete	13/12/2012	20/06/2013
CURANILAHUE	1,9	Diesel	Curanilahue	13/12/2012	21/06/2013
KELAR	540	Gas Natural	Mejillones	20/11/2012	20/06/2013
CENTRAL ANDES GENERACIÓN	30	Gas Natural	Diego de Almagro	27/08/2012	23/04/2013
MEDITERRÁNEO	210	De Pasada	Cochamó	07/12/2011	06/03/2014
COCHAMÓ	4,8	Diesel	Cochamó	22/08/2011	13/02/2012
LA MINA	30	Pasada	San Clemente	13/04/2010	16/11/2011
AMPLIACIÓN OLIVOS	19	Diesel	Los Vilos	06/11/2009	05/02/2010
CUERVO	640	Embalse	Aysén	13/08/2009	16/09/2013
PATACHE	110	Carbón	Iquique	05/05/2009	11/05/2011
RÍO BLANCO HORNOPIRÉN	26	Pasada	Hualaihue	09/04/2009	05/11/2009
CENTINELA (ACHIBUENO)	105	Pasada	Longaví y Linares	24/03/2009	07/01/2011
EL CASTILLO (ACHIBUENO)	30	Pasada	Longaví y Linares	24/03/2009	07/01/2011
PACÍFICO	350	Carbón	Iquique	03/02/2009	11/05/2011
PARINACOTA	38	Fuel Oil	Arica	29/01/2009	19/11/2009
CASTILLA	2100	Carbón	Copiapó	10/12/2008	01/03/2011
PEUMO -TG	100	Diesel	Parral	09/09/2008	23/06/2009
Hidro Aysen	2750	Embalse	Cochrane, Tortel y O'Higgins	14/08/2008	09/05/2011
MAITENCILLO	67	Fuel Oil	Freirina	29/07/2008	09/01/2009
ENERGÍA MINERA	1050	Carbón	Puchuncaví	06/06/2008	10/03/2009
SALAR (Codelco)	60	Gas	Calama	16/04/2008	22/10/2008
LOS GUINDOS - TG	132	Gas	Cabrero	12/12/2007	14/07/2008
BARRANCONES	550	Carbón	La Higuera - Coquimbo	21/12/2007	07/09/2010
LOS ROBLES	750	Carbón	Constitución y Chanco	22/10/2007	18/12/2008
CASUALIDAD	21	Pasada	Ranco	19/10/2007	18/12/2008
OSORNO	58	Embalse	Río Bueno, SanPablo y Puyehue	28/08/2007	03/07/2009
LOS LAGOS	53	Embalse	Puyehue	13/06/2007	22/06/2009
LOS CÓNDORES	150	Pasada	San Clemente	05/06/2007	17/04/2008
TRUPÁN	36	Pasada	Tucapel	27/04/2007	22/11/2007
ÑUBLE	136	Pasada	San Fabián	23/05/2006	10/08/2007

Cuadro N° 2

PROYECTOS NO APROBADOS AMBIENTALMENTE					
Proyecto	MW	Tipo	Ubicación (Comuna)	Ingreso SEIA	Calificación
Central Hidroeléctrica Río Colorado	15	Hidro	San Clemente	23/01/2013	30/10/2013
Central Termoelectrica Illapa	150	GN	Mejillones	12/10/2011	21/12/2011
Central de Energía Renovable No Conver	35	Bionasa	Pichidegua	18/08/2010	25/01/2012
CENTRAL TERMOELÉCTRICA PIRQUENES (	50	Carbon	Arauco	22/01/2010	27/07/2013
CENTRAL TÉRMICA RC GENERACIÓN	700	Carbon	Puchuncavi	14/01/2008	16/06/2011
Central Esperanza (e-seia)	100	Diesel	Llay Llay	15/02/2005	30/11/2005
Planta de Autogeneración Eléctrica a Gas	6	GN	Tal Tal	05/03/2004	19/06/2004
Proyecto Hidroeléctrico Mapocho y Moli	26,5	Hidro	Lo Barnechea	29/08/2001	21/03/2003

Las tratativas que se pudiesen considerar como fallidas para el desarrollo de nuevas centrales (en que el tiempo transcurrido desde la aprobación es razonablemente largo, o no

fueron aprobados los proyectos), muestran que más allá de que alguna empresa en particular pudiese tener rentas, dependiendo de la tecnología de generación específica que mayoritariamente posea, las fuerzas de mercado incentivan a realizar nuevos proyectos por una simple razón: dado los precios actuales, dichos proyectos son rentables, y si no los realiza una empresa, siempre existirá otra que está dispuesta a hacerlo.

A partir de los antecedentes entregados, se puede afirmar, sin temor a equívoco, que las empresas han intentado realizar proyectos, que se han visto atrasados o detenidos por diversas razones, ajenas a las intenciones de ellas. En este punto es crucial detenerse para aclarar lo siguiente: *incluso en la hipótesis que algunas de las demoras o detenciones de proyectos pudieran imputarse a errores de parte de las empresas en el diseño de los proyectos, en el ámbito ambiental, territorial o cualquier otro, no es imaginable que ello sea intencional, sobre todo por los costos económicos que cada intento fallido significan para la empresa en cuestión. Por lo tanto, parece razonable concluir que las empresas del sector, y algunos nuevos entrantes, han tratado efectivamente de invertir, lo que es plenamente consistente con un sistema de precios marginalistas que funciona y entrega los incentivos correctos a los agentes del sector.*

### Sequía, Costo de Falla e Inversiones en Centrales de Punta

Además de lo indicado respecto a la forma en que las inversiones (o más precisamente, los intentos de invertir) son consistentes con un funcionamiento eficiente y correcto del sistema de precios, existen otras evidencias sobre este mismo hecho, las cuales también representan casos que avalan la correcta operación del esquema marginalista.

En relación a la necesidad de garantizar que el mercado eléctrico cuente siempre con las inversiones necesarias para que no se produzcan cortes programados (por sectores) originados en la insuficiencia del sistema para satisfacer la demanda de punta (en algunas horas y período del año), la normativa vigente ha establecido que de existir este tipo de cortes, en las horas en que ocurren la energía se transará en el mercado spot al llamado Costo de Falla, el cual representa conceptualmente el costo de oportunidad para la sociedad de no contar con energía en dichos momentos. El costo de falla, que es calculado por la autoridad regulatoria, es tan alto<sup>50</sup>, que genera los incentivos necesarios para que las empresas que estiman pudieran quedar en condiciones de ser compradoras netas al spot, al momento del corte programado, realicen inversiones para evitar el corte. Normalmente, estas inversiones, por su premura, se realizan en turbinas diesel para cubrir la demanda de punta del sistema, cuya demora de instalación es significativamente menor respecto de otras tecnologías. Sin perjuicio de lo indicado, cabe destacar que el modelo prevé la posibilidad de que exista energía no suministrada cuando el costo de la unidad de punta es

---

<sup>50</sup> En la actualidad, el costo de falla en el SIC alcanza los US\$ 404,26/MWh (para el primer escalón de falla: 0-5%), es decir, es un 170 % superior al costo promedio spot de energía del año 2013.

superior al costo de energía no suministrada (aunque este caso es improbable con los precios existentes en la actualidad).

Un claro ejemplo de esto se puede observar en el caso de Chile en los años 1998 -99<sup>51</sup>, en que se produce un racionamiento eléctrico motivado fundamentalmente por la presencia de un período hidrológico seco y la falla prolongada de la central Nehuenco. En este contexto, los incentivos ligados al sistema de precios vigente, llevaron a Endesa a invertir cerca de 653,9 MW de capacidad en turbinas diésel, durante el primer semestre del año 1999, lo cual representaba un 10,5 % de la capacidad instalada total que poseía el SIC en el año 1998.

Se puede observar que nuevamente el sistema de precios es lo suficientemente robusto para entregar los incentivos necesarios para que el sector privado realice las inversiones necesarias para solventar la demanda. *Parece claro que la situación actual puede tener diferentes responsables, por los errores que pudiesen haberse cometido en los diferentes proyectos, o simplemente por la politización de los procesos de aprobación de inversiones, no obstante, lo que no tiene sustento ni conceptual ni empírico es creer que no han existido incentivos a invertir en los últimos tiempos: el sistema marginalista ha dado las señales correctas, por tanto los cambios y las soluciones hay que buscarlas en otra parte.*

---

<sup>51</sup> Se produjeron cortes de suministro durante noviembre de 1998 y entre abril y junio de 1999.

## VII. CONCLUSIONES E IDEAS CENTRALES

---

Las conclusiones e ideas básicas del trabajo presentado son las siguientes:

1. El mercado eléctrico chileno se ha caracterizado en los últimos años por el atraso sistemático de inversiones, e incluso detención de proyectos, en un contexto de significativa politización y judicialización de los procesos. Este hecho ha sido avalado por diversos estudios realizados en los últimos años.
2. Los problemas se han presentado en general en el ámbito de las aprobaciones medioambientales, el uso del territorio y el respeto de los derechos de los pueblos originarios, sin perjuicio de la representación judicial que estas dimensiones han tenido.
3. El atraso de inversiones, junto a una sequía prolongada y un alto precio del petróleo, han implicado costos muy elevados de la energía, con el consiguiente impacto negativo en el crecimiento y las inversiones en el país.
4. La discusión pública respecto al sector ha estado altamente politizada, existiendo un desconocimiento importante respecto a la forma en que opera el mercado, planteándose algunas veces que parte relevante de los problemas se originaría en el sistema de precios marginalista vigente en el país.
5. Es crucial aclarar si existe un problema en el esquema de precios usados que pudiese llevar a equilibrios en los cuales las empresas obtienen rentas sobre -normales, de modo de focalizar las soluciones al problema del sector en el lugar adecuado.
6. El presente documento demuestra conceptualmente que el esquema de precios marginalista entrega los incentivos adecuados para que las empresas realicen inversiones, de modo que los precios reflejen los costos de desarrollo de largo plazo, y la capacidad instalada sea la suficiente para satisfacer la demanda de punta del sistema.
7. Con el modelo marginalista los agentes tienen incentivos a construir la misma combinación de tecnologías de generación que la que definiría el planificador central en términos óptimos. Ello se debe a que las señales de precios son inequívocas respecto a las tecnologías más eficientes en cada momento del tiempo.
8. El esquema de precios marginalista lleva a un equilibrio en que el costo de suministro para satisfacer el consumo es minimizado, con lo cual se logra una maximización del bienestar de la sociedad en la medida en que los precios reflejan dicho costo.
9. Bajo el esquema de precios analizado, y asumiendo que no existen atrasos en el desarrollo de las inversiones, los ingresos de los inversionistas privados cubren exactamente sus costos de operación e inversión, considerando una rentabilidad normal sobre dicha inversión.

10. Si por razones exógenas al funcionamiento del sistema de precios, las inversiones no se llevan a cabo en los tiempos óptimos, el equilibrio no será eficiente desde la perspectiva de la asignación de recursos, y se requerirán acciones para garantizar el flujo normal de inversiones de modo de volver al equilibrio de largo plazo en que los precios reflejan estrictamente los costos de desarrollo.
11. La evidencia empírica, por su parte, muestra que las empresas existentes, como algunas nuevas entrantes, han efectivamente intentado realizar inversiones en el último tiempo, lo cual es consistente con el esquema de precios marginalista vigente. Esta es una conclusión válida, sin perjuicio del hecho de que algunos atrasos se pudieran originar en errores cometidos por las mismas empresas en el desarrollo de sus proyectos.
12. En virtud de lo expuesto es claro que la reactivación de las inversiones en el sector eléctrico, imprescindible para que existan precios de la energía que permitan mantener al país en una senda de crecimiento sostenido, deberá basarse en acuerdos entre los diferentes estamentos de la sociedad respecto al uso del territorio, respetando las normas medioambientales, sin que se requiera modificar el sistema de precios marginalista, el cual entrega de hecho los incentivos adecuados para que las decisiones privadas coincidan con las socialmente óptimas.

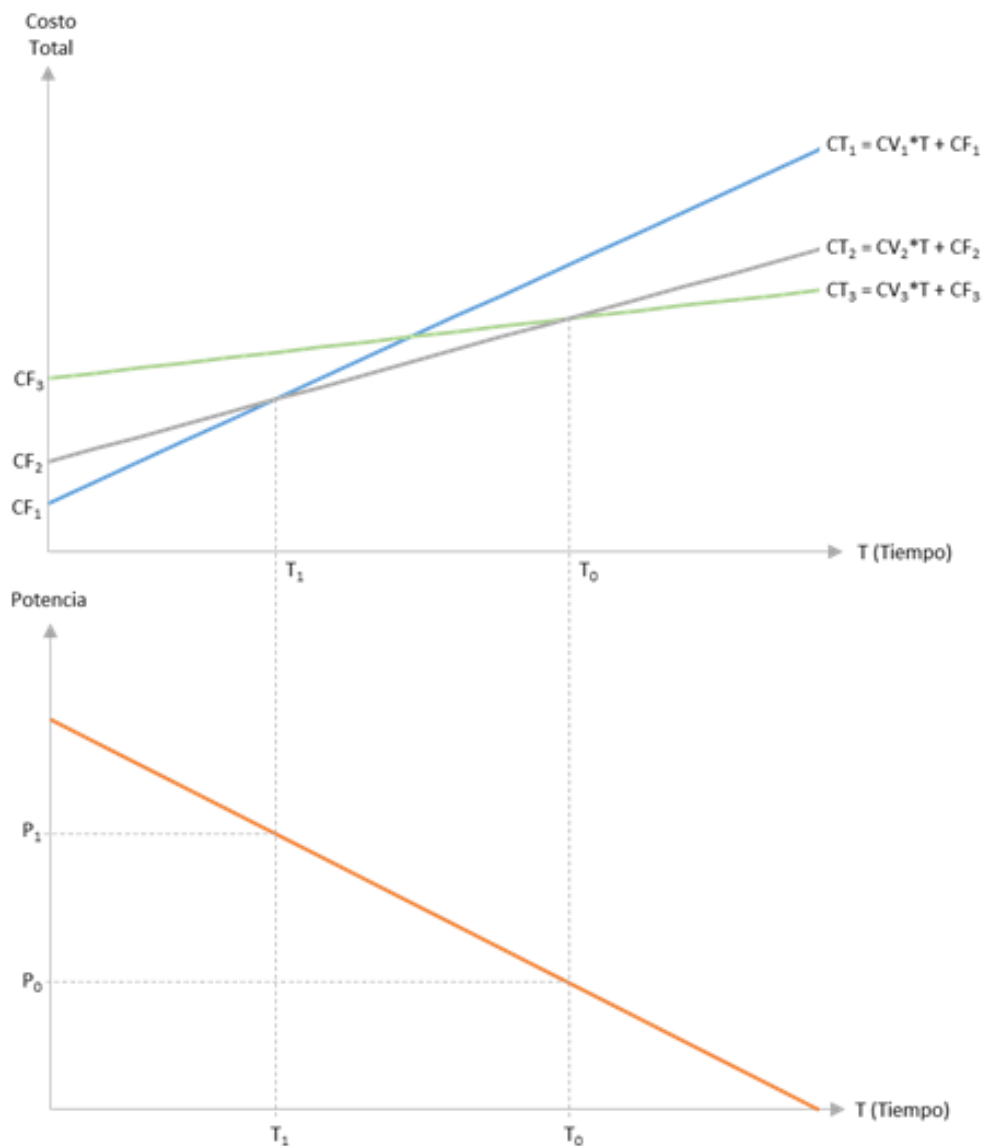
## *REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS*

- Agurto, Renato, Fernando Fuentes, Carlos J. García y Esteban Skoknic, “Impacto Macroeconómico del Retraso de la Inversiones Eléctricas en Chile”. Serie Documentos de Investigación I - 288, Universidad Alberto Hurtado (2013).
- Bernstein, S., Bitrán G., Jadresic, A. Tokman M. “Agenda para Impulsar las Inversiones en Generación Eléctrica de Base en el SIC”, Primer y Segundo Informe. Estudio encargado por la Confederación de la Producción y el Comercio, julio 2013.
- Boiteux, M., “Peak-load Pricing”, The Journal of Business, 1960.
- Comisión Asesora del Desarrollo Eléctrico, “Informe Final CADE” 2011. <http://www.minenergia.cl/comision-asesora-para-el-desarrollo.html>.
- Comisión Nacional de Energía, “La Regulación del Segmento de la Transmisión en Chile”, 2005.
- Comisión Nacional de Energía, “La Regulación del Segmento de la Distribución en Chile”, 2006.
- Crew, Chitru & Kleindorfer, “The Theory of Peak-load Pricing: A Survey”, Journal of Regulatory Economics, 1995.
- Escenarios Energéticos Chile 2030: visiones y temas clave para la matriz eléctrica. Estrategia Nacional de Energía 2012-2030, Ministerio de Energía 2013.
- Fuentes, Fernando. “El Modelo de Desarrollo Eléctrico Chileno en la Encrucijada”, en El Desafío del Desarrollo Sustentable en América Latina, O, Jacob, M. Peticara y M. Rodríguez Eds., Rio de Janeiro: Fundación Konrad Adenauer. En Prensa. (2013)
- Fuentes, Fernando, Carlos J. García y Felipe Pinto, “Energía y Ciclo Económico en la Economía Chilena”. Serie Documentos de Investigación I - 289, Universidad Alberto Hurtado (2013).
- Galetovic & Hernández, “El costo diferencial de las alternativas de generación en el SIC”, diciembre 2012.
- Ministerio de Energía, Estudio: “Identificación de Dificultades en la Tramitación de Permisos de Proyectos del Sector Eléctrico”, Junio 2010.

## ANEXO N° 1: LA OPERACIÓN DE UN MERCADO DESCENTRALIZADO - EL CASO DE TRES TECNOLOGÍAS

En caso de que existan tres tecnologías, a continuación se demuestra que el sistema de precios lleva a que los pagos a cada tecnología coincidan exactamente con lo que los inversionistas requieren para financiar sus inversiones, sin obtener rentas sobre-normales.

Gráfico N° 11



Por condición de diseño (ver primera parte del gráfico N° 9), se deben cumplir las siguientes condiciones:

$$CV_1 * T_1 + CF_1 = CV_2 * T_1 + CF_2 \implies CV_1 * T_1 - CV_2 * T_1 = CF_2 - CF_1 \quad (1)$$

$$CV_2 * T_0 + CF_2 = CV_3 * T_0 + CF_3 \implies CV_2 * T_0 - CV_3 * T_0 = CF_3 - CF_2 \quad (2)$$

A partir de las ecuaciones (1) y (2) se deduce:

$$CV_1 * T_1 - CV_3 * T_0 + CV_2 * (T_0 - T_1) = CF_3 - CF_1 \quad (3)$$

Como es obvio la tecnología de punta (de tipo 1) recibe exactamente lo que le cuenta generar, ya que su costo marginal determina el costo variable mientras produce, y su costo fijo es el que determina el costo unitario de potencia. A continuación se analizan los ingresos y costos de las dos tecnologías de base (la del tipo 3 y 2)<sup>52</sup>.

### **Balance de Tecnología de Base de Tipo 3:**

$$\text{Potencia: } P_0 * CF_3 - P_0 * CF_1 = A$$

Energía:  $(CV_1 * P_0 * T_1 - CV_3 * P_0 * T_1) + (CV_2 * P_0 * (T_0 - T_1) - CV_3 * P_0 * (T_0 - T_1))$ , lo que es equivalente a:  $CV_1 * P_0 * T_1 - CV_3 * P_0 * T_0 + CV_2 * P_0 * (T_0 - T_1) = B$

Se puede observar que dada la condición (3), entonces queda demostrado que  $A = B$ , es decir, los ingresos son iguales a los costos totales para la tecnología de tipo 3.

### **Balance de Tecnología de Base de Tipo 2:**

$$\text{Potencia: } (P_1 - P_0) * CF_2 - (P_1 - P_0) * CF_1 = C$$

$$\text{Energía: } CV_1 * (P_1 - P_0) * T_1 - CV_2 * (P_1 - P_0) * T_1 = D$$

Se puede observar que dada la condición (1), entonces queda demostrado que  $C = D$ , es decir, los ingresos son iguales a los costos totales para la tecnología de tipo 2.

<sup>52</sup> No se incorporan en el análisis las zonas “triangulares” de generación de las tecnologías del tipo 2 y 3, ya que se sabe que en dichas zonas los ingresos por energía serán equivalentes a los costos variables (ya que serán estas mismas tecnologías las que determinaran los costos marginales en cada caso).