

CAPÍTULO 3

GENERACIÓN ELÉCTRICA

1. INTRODUCCIÓN: CAPACIDAD, ENERGÍA, COSTOS FIJOS Y VARIABLES

Cuando se analiza la generación eléctrica se considera tanto la capacidad de generación como la producción de electricidad debido, principalmente, a que la electricidad no se puede almacenar a costos razonables. Ello hace que para poder cubrir los requerimientos de la demanda en todo momento se tenga que tener capacidad instalada que en algunos períodos no es plenamente utilizada. La capacidad de generación se mide normalmente como megavatios (MW) o kilovatios (kW) de potencia, y se emplea tanto para determinar las dimensiones de los generadores eléctricos como también de referencia para establecer la magnitud de los costos fijos (costo de inversión o costo de potencia y costos de mantenimiento fijos), los cuales se suelen expresar en US\$ por MW instalado o en US\$ por MW-año.

La producción de electricidad se mide como un flujo producido o la suma de los requerimientos de capacidad a lo largo de un período de tiempo, y se expresa normalmente en megavatios-hora (MWh) o kilovatios-hora (kWh). Es decir, una generadora de 100 MW de capacidad produciendo al 90% de capacidad generará en una hora: $100 \text{ MW} \times 0,90 \times 1 \text{ hr} = 90 \text{ MWh}$.

Normalmente los costos de generar electricidad se dividen en dos partes: el costo fijo, que es el costo asociado a la inversión más los costos de operación y mantenimiento fijos necesarios para mantener la central de generación disponible, produzca o no produzca; y el costo variable, que se refiere al costo de operación y mantenimiento que cambia con la cantidad producida. Para obtener el costo total es necesario expresar ambos costos en US\$/MWh o ctvs. US\$/kWh. Como se verá en las siguientes secciones, existe una relación inversa entre ambos costos si se les compara por tecnología, pues las centrales con menores costos fijos suelen tener mayores costos variables y viceversa. Ello, unido a la necesidad de mantener capacidad instalada disponible para cubrir la demanda en todo momento, hace que la solución más

eficiente (la de menor costo posible) sea que el parque generador esté compuesto por una combinación de tecnologías de generación.

Cálculo de los costos totales por MWh

Los costos fijos son los costos que asume la generadora, produzca o no. El costo de inversión representa al monto de inversión que implica la construcción y puesta en marcha de una central de generación, el cual se puede representar por I_i . Dado que cada central de generación tiene una capacidad de generación o potencia determinada (C_i), el costo de inversión se suele expresar en monto de inversión por MW instalado (I_i/C_i) con el fin de tener una medida relativa del costo de inversión por tipo de tecnología. A esta medida relativa del costo de inversión por MW se le denomina *overnight cost* o costo de capacidad o potencia, cuya conversión a costo por hora requiere de un procedimiento, el cual se presenta a continuación.

1. Conversión del costo de inversión en capacidad o potencia a un costo por hora. Para convertir el costo de capacidad o potencia por MW (CP) a un costo por hora, primero tenemos que amortizar dicho costo mediante pagos anuales —anualidades—. Para ello se aplica la fórmula financiera de anualidades para un período T y una tasa de descuento intertemporal r de la siguiente manera:¹

$$\frac{CP}{año} = \frac{r \times CP}{1 - \left(\frac{1}{(1+r)^T} \right)} \quad (3.1.)$$

De allí para obtener un costo por hora se debe dividir entre las 8.760 horas del año. Veamos un ejemplo. Supongamos que el costo de inversión de una planta hidroeléctrica es de US\$ 1.250.000 por MW. Dicha planta tiene una vida útil de cuarenta años y la tasa de interés es de 12% al año. Entonces el costo fijo por año es:

$$\frac{CP}{año} = \frac{0,12 \times US\$1.250.000 / MW}{1 - \left(\frac{1}{(1+0,12)^{40}} \right)} = US\$151.630 / MW - año \quad (3.2.)$$

Dividamos entre las 8.760 horas que tiene un año:

$$\frac{CP}{MWh} = \frac{US\$151.630 / MW - año}{8.760 \text{ horas / año}} = US\$17,30 / MWh \quad (3.3.)$$

¹ En el apéndice 3.3. se presenta la derivación detallada de esta fórmula.

Este es el costo fijo de la hidroeléctrica expresado en dólares por MWh. Dicho costo puede diferir del costo real si la planta no se utiliza al 100% todo el año. Supongamos que se utiliza solo el 80% del tiempo. El valor (US\$ 17,30 por MWh) habría que dividirlo entre el factor de planta de la central.² Es decir:

$$CP/MWh = \frac{US\$17,30 / MWh}{0,80} = US\$21,64 / MWh$$

2. Tratamiento de los otros costos. Por otra parte, supongamos que el costo fijo de operación y mantenimiento (*COyM*) es el 2% del costo de inversión. Si la central operara todo el tiempo se tendría un costo de operación y mantenimiento en US\$ por MWh igual a:

$$COyM / MWh = (0,02 \times 1.250.000) / 8.760 = US\$2,85 / MWh \quad (3.4.)$$

Por último, supongamos que el costo variable de la planta hidroeléctrica (canon por el uso de agua principalmente) es de:

$$CV / MWh = US\$0,90 / MWh \quad (3.5.)$$

El costo total unitario de la central hidroeléctrica por MWh (al 100% de utilización) será la suma de las ecuaciones 3.3., 3.4. y 3.5. Es decir:

$$CT / MWh = CP / MWh + COyM / MWh + CV / MWh \quad (3.6.)$$

$$CT / MWh = 17,3 + 2,85 + 0,90 = US\$21,05 / MWh \quad (3.7.)$$

Dependiendo de la tecnología, la ecuación 3.6. tendrá diferentes valores. Además, para ciertas tecnologías el costo de inversión en capacidad es más alto pero el costo variable es más bajo, como por ejemplo en el caso de una planta hidroeléctrica. En cambio, el otro extremo es el de una generadora diésel para la cual el costo de inversión en capacidad es mucho más bajo, pero el costo de operación y mantenimiento es mucho más alto.³ Por ejemplo, para aplicar la ecuación 3.1., que mide el

² Este indicador se conoce como factor de planta (FP) de la central o factor de utilización (FU), el cual para un período anual se define como: $FP = \text{energía} / (\text{potencia} \times 8.760)$, donde la energía se mide en MWh y la potencia en MW.

³ Las centrales diésel tienen un costo de inversión similar al de las centrales a gas a ciclo simple. En las secciones siguientes se ha considerado un costo de inversión ligeramente menor para las diésel. Sin embargo, si no existiese esta diferencia o la diferencia no fuera significativa, las centrales diésel estarían prácticamente «dominadas» por las centrales a gas natural y el parque generador tendría que desarrollarse únicamente sobre la base de centrales hidroeléctricas y de gas natural. Esto se debe a que el costo total de las centrales a diésel siempre resultaría mayor al costo total de las centrales a gas natural, pues estas últimas tienen menor costo variable que las primeras. La GART-OSINERGMIN (Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN) calcula el precio de potencia (pago que recibe el parque generador

costo de capacidad por año, consideraremos un valor típico del costo de inversión de una central a diésel de US\$ 350.000 por MW, una vida útil de veinticinco años y una tasa de interés de 12% por año. Con estos datos obtenemos los siguientes valores:

$$\begin{aligned} CP/año &= \frac{0,12 \times US\$350.000 / MW}{1 - \left(\frac{1}{(1+0,12)^{25}} \right)} = US\$44.625 / MW - año \text{ ó} \\ CP/MWh &= \frac{US\$44.625 / MW - año}{8.760 \text{ horas / año}} = US\$5,09 / MWh \end{aligned} \quad (3.8.)$$

El costo de operación y mantenimiento anual para este tipo de centrales (centrales térmicas que usan diésel o gas natural) es aproximadamente el 3% del costo de inversión, con lo que el costo unitario de la operación y mantenimiento es:

$$COyM / MWh = (0,03 \times 350.000) / 8.760 = US\$1,19 / MWh \quad (3.9.)$$

En el cuadro 3.1. se muestra el costo fijo anual (CF) por tipo de tecnología.⁴ Este se define como la suma de la anualidad de la inversión más el costo fijo anual de operación y mantenimiento, calculados de la forma anteriormente descrita.

Así como hemos calculado el costo fijo anual, podemos calcular el costo variable unitario. Este costo variable viene a ser la suma de dos tipos de costos: el costo variable combustible, definido como el producto del consumo específico de combustible (cuántas unidades de combustible utiliza para producir un MWh) por su costo unitario; y el costo variable no combustible, que incluye principalmente el costo de los lubricantes.⁵ Este se muestra para diversas tecnologías en el cuadro 3.2. y se expresa en US\$ por MWh.

por tener capacidad disponible y mantener un margen de reserva) basándose en una central a gas a ciclo simple (como señal de expansión óptima del sistema) teniendo en cuenta el tamaño de la demanda y otras consideraciones.

⁴ Se han considerado costos estándares y solo las tecnologías usadas actualmente en el Perú. Existen otras tecnologías como la nuclear, con costos fijos similares a las hidroeléctricas pero que requieren un importante tamaño de planta. Asimismo, existen otras tecnologías que usan recursos renovables como las eólicas (viento), pero que también tienen costos fijos altos además de problemas para mantener un nivel de confiabilidad debido a que dependen del viento. Adicionalmente, otro tipo de tecnologías son las que utilizan biomasa como combustible.

⁵ Para evaluar dicho costo se determina la función de costo total de las unidades termoeléctricas (sin incluir el combustible) para cada régimen de operación (potencia media, arranques y paradas anuales y horas medias de operación entre arranques); a partir de esta función se deriva el costo variable no combustible (CVNC) como la relación del incremento en la función de costo ante un incremento de la energía producida por la unidad. El CVNC comprende básicamente los costos del lubricante y del mantenimiento preventivo (incluyendo repuestos) a que se somete la unidad de generación durante períodos determinados de tiempo.

Cuadro 3.1. Costo fijo anual de generación eléctrica (miles de US\$ por MW-año)

Tipo de central	Costo unitario de capacidad (miles US\$/MW)	Duración (años)	Factor de anualidad (tasa de descuento de 12%)	Anualidad (miles US\$/MW-año)	Costo fijo de O y M (porcentaje del costo de inversión)	Costo de O y M anual (miles US\$/año)	Costo fijo anual (miles US\$/MW-año)
	CP						
	(1)	(2)	(3)	(4)=(1)x(3)	(5)	(6)=(1)x(5)	(7)=(4)+(6)
Diésel	350	25	0,127	44,62	3%	10,50	55,12
Gas natural a ciclo simple	400	25	0,127	51,00	3%	12,00	63,00
Gas natural a ciclo combinado	550	25	0,127	70,12	3%	16,50	86,62
Hidráulica	1.250	40	0,121	151,63	2%	25,00	176,63

Elaboración propia basada en costos estándares de inversión y operación, y mantenimiento.

En el caso de la central a diésel, se ha tomado un costo variable unitario de US\$ 74,4 por MWh, cuyo detalle de cálculo se muestra en el cuadro 3.2.

Utilizando la ecuación 3.6., tenemos el costo total por MWh para este tipo de central:

$$CT / MWh = US\$5,09 + US\$1,19 + US\$74,4 = US\$80,68 / MWh \quad (3.10.)$$

En este caso, si se compara el costo unitario total de las dos tecnologías se puede ver que si estas operaran todo el año sería más económico usar las centrales hidroeléctricas que las centrales a diésel. Se puede proceder de igual manera para comparar las diferentes tecnologías de generación incluyendo las generadoras a gas natural a ciclo simple y las generadoras a ciclo combinado.

Cálculo de los costos totales anuales

La comparación anterior también se puede hacer a nivel de costos totales anuales. Estos se definen de la siguiente forma:

$$CT = CF \text{ anual} + (CV \text{ por MWh}) \quad (\text{Número de horas operación en el año}) \quad (3.11.)$$

Presentemos un ejemplo de cuál sería el costo total anual de generación de una central a diésel que funciona todo el año, es decir, 8.760 horas. De los cuadros 3.1. y 3.2. tenemos que el costo total (CT) por cada MW de capacidad en un año sería:

$$CT = CF \text{ anual} + (CV \text{ por MWh}) \times 8.760 \text{ horas}$$

$$CT = 55.120 + 74,4 \times 8.760$$

$$CT = 55.120 + 651.744 = \text{US\$} 706.864 / \text{MW - año}$$

Cuadro 3.2. Costo variable unitario de generación eléctrica por tipo de central (US\$/MWh)⁶

Tipo de central	Costo unitario (US\$/combustible)*	Consumo específico por MWh**	Costo variable combustible (US\$/MWh)	Costo variable no combustible (US\$/MWh)	Costo variable (US\$/MWh)
Diésel	337,18	0,2	67,4	7,0	74,4
Gas natural a ciclo simple (MMBTU)	1,81	9,5	17,2	1,0	18,2
Gas natural a ciclo combinado (MMBTU)	1,81	6,0	10,9	1,0	11,9
Hidráulica	0,2	0,3	0,066	0,8	0,9

* Combustibles líquidos: US\$ por tonelada; gas natural: US\$ por MMBTU (millones de *British thermal units*)

** Combustibles líquidos: toneladas por MWh; gas natural: MMBTU por MWh

Elaboración propia basada en costos variables vigentes para el año 2004 en el sector eléctrico peruano.

Si aplicamos la misma fórmula para una hidroeléctrica que funciona 8.760 horas en un año:

$$CT = 176.630 + 0,9 \times 8.760 = \text{US\$} 184.514 / \text{MW - año}$$

Vemos que el costo total por MW producido es mucho menor para la central hidroeléctrica que para la central a diésel, si ambas se usaran todo el año. Esto se debe a que la central hidroeléctrica tiene un costo variable mucho más bajo.

Supongamos en cambio que solo se necesita operar una central de generación durante cincuenta horas en un año ya que se requiere solo para los momentos de mayor consumo. Para cincuenta horas tendríamos que el costo total de la generadora diésel sería:

⁶ Se han considerado los costos variables promedio vigentes en el Perú en el año 2006 por tipo de tecnología.

$$CT = 55.120 + 74,4 \times 50 = \text{US\$}58.840 / \text{MW} - \text{aao}$$

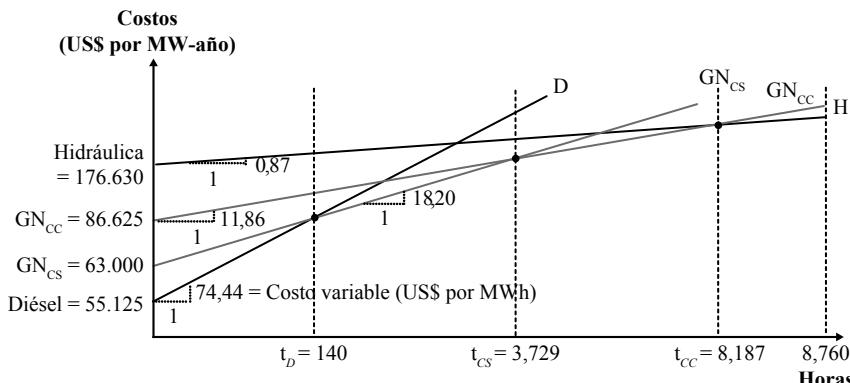
Mientras que, para el mismo número de horas, el costo total de la generadora hidráulica sería:

$$CT = 176.630 + 0,9 \times 50 = \text{US\$}176.675 / \text{MW} - \text{aao}$$

Vemos que, en este caso, si se comparan los costos totales de utilizar una central hidroeléctrica versus una central a diésel solo durante una fracción pequeña de las horas del año (50 de 8.760 horas), resulta más caro instalar una hidroeléctrica, lo cual se debe a que el alto costo fijo anual de esta central se tiene que repartir entre pocas horas de operación al año.

Por ello se acostumbra graficar los costos totales de las diferentes tecnologías en relación con el número de horas de funcionamiento a lo largo de un año.⁷ Estos gráficos representan los costos totales de producción anuales de cada tecnología en el eje de ordenadas y el número de horas de funcionamiento de cada central en el eje de abscisas. Para exemplificar, usando los datos de los cuadros 3.1. y 3.2., se puede construir el gráfico 3.1.

Gráfico 3.1. Horas de funcionamiento y costos totales de operación



Se puede ver que para aquella fracción del consumo eléctrico que se requiera por un número de horas menor o igual a 140 en un año es más económico instalar una generadora a diésel, entre 140 y 3.729 conviene una generadora a gas natural de ciclo

⁷ Otro gráfico alternativo, conocido como *screening curve* —con el cual se pueden comparar los costos de las diferentes tecnologías—, consiste en calcular el costo medio por MWh y representar el factor de planta en el eje de abscisas y el costo medio en el eje de ordenadas. Sin embargo, este costo medio se puede definir en términos de capacidad o en términos de energía. En el apéndice 3. se presentan estas definiciones y un ejercicio de aplicación.

simple, entre 3.729 y 8.187 conviene una generadora a gas natural de ciclo combinado, y para más de 8.187 horas, una central hidráulica.

2. EFICIENCIA PRODUCTIVA: COMPOSICIÓN ÓPTIMA DEL PARQUE GENERADOR

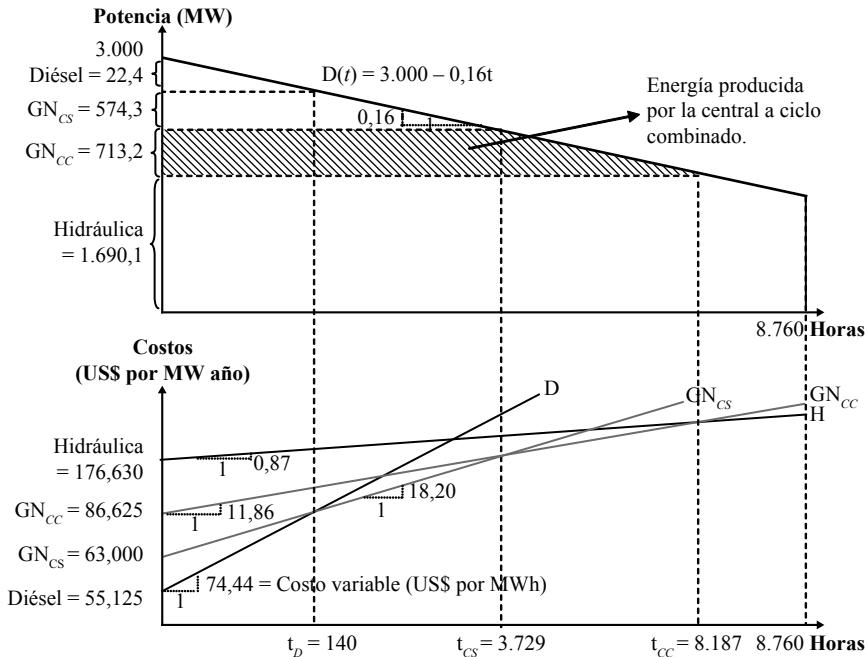
A continuación veamos cómo se utiliza una curva como la presentada en el Gráfico 3.1. combinada con las necesidades de electricidad en las diferentes horas del día para encontrar la composición óptima del parque generador, es decir, cuánta capacidad de generación se debe instalar de cada tipo de tecnología a fin de minimizar los costos totales de abastecimiento. En la parte inferior del gráfico 3.2. repetimos los valores del gráfico 3.1., excepto que en la parte superior agregamos una curva donde se grafican los niveles de demanda de capacidad que se dieron para cada hora del año ordenados de mayor a menor —conocida como curva o diagrama de duración de la demanda, $D(t)$ —. En el eje de ordenadas de la parte superior se puede representar también la potencia o capacidad requerida de generación para diferentes horas del año. La curva de duración se ha linealizado sobre la base de información histórica con el fin de simplificar los cálculos que se realizarán en las siguientes secciones.

En dicho gráfico podemos ver, como se mencionó anteriormente, que cuando se requiere el abastecimiento de un cierto volumen de electricidad por menos de 140 horas al año es más económico instalar una central a diésel. Por lo tanto, esta tecnología debe tener una participación en la capacidad instalada total del parque generador igual a la demanda de capacidad que se dé por ese número de horas o menos.⁸

Usando este gráfico podemos calcular la potencia a instalar por tipo de tecnología teniendo en cuenta una máxima demanda del año de 3.000 MW y la forma de la curva de duración mostrada en el gráfico 3.2. Así, si el punto $t_D = 140$ —resultante de la intersección de la curva de costo anual de una central a diésel (D) con la curva de costo anual de una central a gas a ciclo simple (GN_{CS})— se proyecta sobre la curva de duración de la demanda y luego se lee su valor correspondiente en el eje vertical, podemos determinar la capacidad a instalar de la generadora a diésel, la cual resulta 22,4 MW, que se obtienen como la diferencia de la curva de duración evaluada en el tiempo donde se dio la máxima demanda y la misma evaluada en t_D , lo que formalmente se puede expresar como $\Delta D(t) = (3.000 - 0,16 \times 0) - (3.000 - 0,6 \times 140) = 22,4$.

⁸ La curva de duración es igual a la siguiente función: $D(t) = 3.000 - 0,16t$, donde $D(t)$ se mide en megavatios (MW) y t en horas; siendo la constante de la función (3.000 MW) la demanda máxima de capacidad para el año.

Gráfico 3.2. Relación entre costos y capacidad eficiente



Cuando se requiere una generadora que funcione entre 140 y 3.729 horas por año, se puede ver que la unidad más económica es la que opera a gas natural a ciclo simple. En la parte superior del gráfico podemos ver que la capacidad requerida de esta tecnología es de 574,3 MW ($\Delta D(t) = (3.000 - 0,16 \times 140) - (3.000 - 0,16 \times 3.729) = 574,3$). Procediendo de igual manera podemos ver que para una generadora que opere entre 3.729 y 8.187 horas se requiere una capacidad de 713,2 MW de generación a gas natural de ciclo combinado ($\Delta D(t) = (3.000 - 0,16 \times 3.729) - (3.000 - 0,16 \times 8.187) = 713,2$). Finalmente, para las demandas que se presenten con una duración de más de 8.187 horas —tramo final de la curva de duración—, se requiere generación hidráulica debiéndose instalar un nivel de capacidad de 1.690,1 MW ($\Delta D(t) = (3.000 - 0,16 \times 8.187) - (3.000 - 0,16 \times 8.760) = 1.690,1$). Una explicación más detallada de estos resultados se presenta en la quinta sección de este capítulo, donde se retoma este ejemplo para analizar la relación entre el parque generador óptimo y la fijación de precios sobre la base de costos marginales.⁹

⁹ En términos formales el problema de optimización por resolver es el siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Min} \left\{ \sum_{i=1}^T CV_i \times E_i + \sum_{i=1}^T CF \text{ anual}_i \times Y_i \right\} \text{ sujeto a: } \sum_{i=1}^T Y_i = D \max \\ \{Y_i, t_i\} \end{aligned}$$

Cálculo de la carga no servida

Un siguiente paso en el análisis es considerar la posibilidad de carga no servida o no suministrada, ya que hasta ahora se ha considerado que toda la demanda del sistema debe ser atendida. Para ello se introduce la noción de valor de la energía no suministrada (*Value of Lost Load*, *VOLL*), la cual indica la disponibilidad a pagar de los consumidores por evitar cortes imprevistos del suministro.¹⁰ En este caso ya no es eficiente instalar capacidad para suministrar a toda la demanda, pues existirán cantidades demandadas que se dan solo unas pocas horas al año, lo cual llevaría a pagos muy altos —esto se debe a que tendría que repartirse el costo de inversión en pocas horas—. Ello da origen a un nivel de demanda que en el óptimo no debe ser servida, la cual se obtiene de comparar el costo total de suministro de una carga adicional en las horas punta (usando los costos fijos y de operación de la tecnología marginal) con el valor que a esta energía le otorgan los consumidores.¹¹

Ello implica comparar los siguientes valores del costo total ($CV_D \times t + CF_D$) con el valor total para los usuarios ($VOLL \times t$). El tiempo óptimo de corte se obtiene despejando t cuando ambos valores son iguales:

$$t = \frac{CF_D}{VOLL - CV_D} \quad (3.12.)$$

Usando los datos del gráfico 3.3., si se considera un *VOLL* de US\$ 6.000 por MWh, este tiempo es de 9,3 horas al año y el nivel de capacidad que ya no es necesario instalar se obtiene reemplazando este t en la función de la curva de duración y restando este nivel del intercepto, lo cual da 1,49 MW (equivalente en energía a 6,92 MWh). Si se divide el costo total entre el número de horas de corte, se tiene también

Donde:

- E_i : es la cantidad de energía despachada al sistema por la tecnología i
- Y_i : es la capacidad a instalarse de la tecnología i
- D_{max} : es la máxima demanda de potencia del sistema

Luego de plantear el problema lagrangiano asociado y encontrar las condiciones de primer orden, las soluciones para t_i y Y_i son las siguientes:

$$t_i^* = \frac{\beta_{i+1} - \beta_i}{b_i - b_{i+1}} \quad \forall i = 1, 2, 3, \dots, T$$

$$Y_i^* = D(t_i) - \sum_{k=1}^{i-1} Y_k \quad \forall i = 2, 3, \dots, T$$

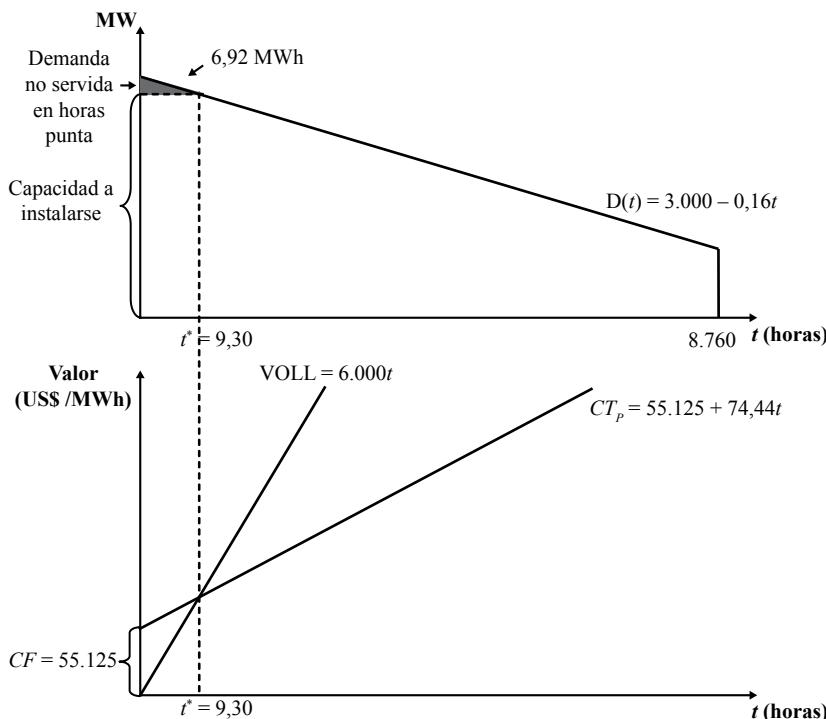
¹⁰ El *VOLL* se suele estimar como el valor promedio que los clientes le dan a la energía no suministrada. Sin embargo, esta estimación enfrenta una serie de dificultades debido a que este valor depende de una serie de condiciones (ver Cramton y Lien 2000).

¹¹ Este valor se usó en el caso peruano para calcular el margen de reserva firme objetivo (MRFO) usado en los cálculos de las tarifas en barra de la GART-OSINERGMIN.

que en el óptimo la energía no suministrada se obtendrá cuando el costo medio de suministro sea igual al VOLL.

Debe tenerse en cuenta que el ejercicio realizado para obtener la capacidad a instalar de cada tipo de tecnología de generación y la energía no suministrada corresponde a un solo escenario que se puede considerar como base y sobre el cual se puede hacer una serie de análisis de sensibilidad sobre variables tales como el costo de inversión de las centrales, el costo de capital, el precio de los combustibles, entre otras. Este tipo de ejercicio se ha realizado en Espinoza (2000), Gallardo, García y Pérez-Reyes (2005) y Gallardo, García y Távara (2005).

Gráfico 3.3. El VOLL y la obtención de la energía no servida



Por último, debe comentarse que los costos considerados en los cálculos han sido costos estándares privados, que no incorporan necesariamente las externalidades que pueden causar las diferentes tecnologías mediante la contaminación ambiental y los daños a la salud. Existen algunos mecanismos mediante los cuales se está tratando de incorporar las externalidades ocasionadas por las centrales termoeléctricas, principalmente en la Unión Europea, mediante impuestos a algunas tecnologías contaminantes, como el carbón o los combustibles líquidos, o mediante la creación de derechos

de propiedad como la venta de certificados de reducción de emisiones. Si se lograran incluir todos los costos sociales de los diferentes tipos de centrales, la combinación óptima de tecnologías sería diferente.¹²

3. CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Si bien el mercado de generación eléctrica puede aproximarse a un mercado competitivo, pues de haber un número suficientemente grande de empresas debería esperarse que el precio tienda al costo marginal (véase la sección 2 del primer capítulo), suele darse el caso de que este mercado tienda a ser relativamente concentrado, por lo que casi siempre es necesario cierto nivel de intervención del Estado. Esta intervención se justifica adicionalmente debido a las peculiaridades del proceso de producción de electricidad, derivadas principalmente de la imposibilidad de almacenarla a costos razonables, lo cual tiene una serie de consecuencias sobre las formas de organizar y remunerar esta actividad.

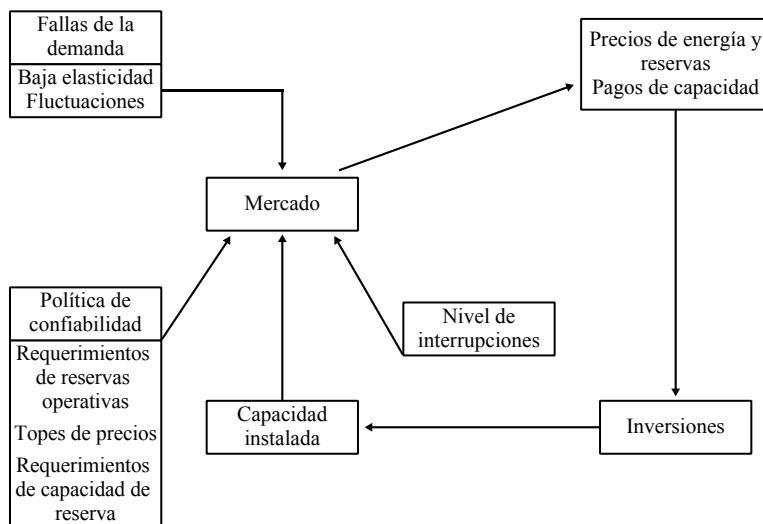
El tema consiste en definir cuáles son los límites que se deben establecer a los generadores y en qué aspectos. En algunos diseños de mercado se regula una serie de precios —asociados a los diferentes costos de provisión del servicio— que sumados componen el precio o tarifa de generación. En otros modelos se deja que el mercado fije la mayor parte de los parámetros, pero se añade un pago por capacidad para asegurar que exista la capacidad necesaria. Por último, en el extremo, existen modelos en que la generación está totalmente desregulada y los precios son fijados por la oferta y la demanda. Sin embargo, incluso en estos últimos modelos todavía se suelen incorporar mecanismos como topes a las ofertas de precios de los generadores para evitar problemas de abuso de poder de mercado.

Para entender este tipo de decisiones es necesario revisar de forma más integral las características de la provisión de electricidad. En primer lugar, debe recordarse que no es posible almacenar la electricidad a costos razonables, por lo que se debe producir en el momento en que se demanda. En segundo lugar, existen dos «fallas en la demanda» (*demand side flaws*). La primera «falla» es que la demanda no responde a los precios en el mercado *spot* pues los consumidores no están atentos continuamente a un precio de electricidad que refleje la oferta y demanda en tiempo real.

¹² Existe discusión sobre cuáles tecnologías se verían más desfavorecidas, aunque algunos estudios indican que serían el carbón y los derivados del petróleo, debido principalmente a las emisiones de CO₂, salvo que existan avances tecnológicos, y que más bien la generación nuclear se vería favorecida. Como referencia sobre este tipo de análisis se puede ver el estudio de la OECD/IEA NEA 1998 y The Royal Academy of Engineering 2004.

La segunda «falla» es que el operador del sistema eléctrico no puede ir controlando constantemente cuánta electricidad le envía a cada consumidor, pues los consumidores normalmente adquieren mediante contratos con los generadores o los distribuidores derechos para retirar energía sin importar el costo en el mercado *spot*. Por este motivo, en la mayor parte de mercados eléctricos se requiere, además de señales de precios competitivos que incentiven las inversiones, una política que asegure un nivel deseable de capacidad instalada y de reservas operativas que puedan entrar en producción dentro de cierto período de tiempo. Estos elementos del funcionamiento de un mercado eléctrico se representan en el gráfico 3.4.

Gráfico 3.4. Mercado de generación eléctrica



Basado en Stoft 2002

A fin de establecer cierto orden en la discusión sobre la confiabilidad del suministro de electricidad, la NERC (North American Electric Reliability Council) define confiabilidad como: «el grado en el que el desempeño de los elementos del sistema eléctrico resulta en un nivel de potencia despachada a los consumidores que posee un estándar aceptable y responde a la cantidad deseada» (NERC 1996). A su vez, la NERC distingue dos conceptos interrelacionados pero diferentes asociados a la confiabilidad (*reliability*), que son la seguridad (*security*) y la adecuación (*adequacy*), los cuales se pueden definir de la siguiente forma:

Seguridad: habilidad del sistema eléctrico para soportar el efecto de perturbaciones imprevistas tales como cortes de los circuitos eléctricos o pérdidas no anticipadas de elementos del sistema.

Adecuación: habilidad del sistema eléctrico para suplir los requerimientos de demanda de los consumidores en todo momento, teniendo en cuenta la programación del despacho y un número razonable de salidas no programadas de elementos del sistema.

Mientras que la seguridad es provista a través de mecanismos de protección y de procedimientos estándar de operación —por ejemplo, balance y regulación de frecuencia, estabilidad de tensión o voltaje, capacidad de arranque en negro, entre otros—, la noción de un sistema adecuado representa la capacidad del sistema de abastecer la demanda bajo una perspectiva de largo plazo, considerando las limitaciones en la capacidad de almacenamiento, la alta incertidumbre, la volatilidad de la demanda y la oferta, la necesidad de coordinación del sistema de despacho y el tiempo de demora de expansión de nueva capacidad, rasgos característicos de los mercados eléctricos.¹³ La seguridad es básicamente un bien público y la adecuación principalmente privado, siendo ambos bienes sustitutos y complementarios dependiendo de las circunstancias.

4. EFICIENCIA ASIGNATIVA: TARIFAS ÓPTIMAS DE GENERACIÓN

Ya hemos visto que es eficiente producir electricidad utilizando una combinación de varias tecnologías de acuerdo a la duración de los diferentes niveles de demanda, puesto que de esta forma se minimiza el costo total de abastecimiento. El siguiente paso es analizar cuál es la mejor forma de cobrar por el servicio a los usuarios en los diferentes períodos. En esta sección se muestra que, bajo ciertos supuestos, si se tiene la combinación óptima de tecnologías, las tarifas de generación en cada período deben ser iguales al costo marginal de operación en cada período más el costo fijo de la generadora que abastece un incremento de la demanda en la hora punta, el cual, en el sistema de precios más eficiente, debe cargarse totalmente en las horas punta (ver las ecuaciones 3.18. a 3.20. más adelante).

Siguiendo a Wenders (1976), consideremos por simplicidad que existen tres tecnologías de generación: de base, intermedia y de punta. Cada una de estas tiene diferentes costos fijos anuales B_i —destinados a mantener disponible la capacidad de generación— y costos variables b_i —costos de energía por kW producido—.

¹³ Sobre la base de esta distinción, Stoft 2002 define dos tipos de reservas: 1) las reservas operativas, destinadas a mantener la seguridad del sistema permitiendo el manejo de los disturbios de corto plazo; en este caso, la reserva viene a ser un servicio complementario (*ancillary service*); y 2) las reservas planificadas, aquellas requeridas para mantener la adecuación del sistema permitiendo cubrir la máxima demanda; en este caso, la reserva es más bien asociada a los mecanismos de remuneración de la capacidad.

Utilicemos el índice 1 para capacidad de base, el 2 para capacidad intermedia y el 3 para capacidad de punta.

Usemos B_i para designar el costo fijo de la tecnología i —costo anual marginal y promedio de mantener la capacidad disponible para cada tecnología—, y asumamos que $B_1 > B_2 > B_3$. Por otra parte usemos b_i para designar el costo variable de la tecnología i —costo marginal y promedio de producir un kW de electricidad continuamente durante un año con la tecnología i ; es decir, el costo unitario por kWh en un año dadas un total de 8.760 horas para el año—, y asumamos que $b_1 < b_2 < b_3$. Los valores anteriores reflejan que la capacidad de base tiene costos de capital altos pero costos de operación (costo de producción de energía) bajos, mientras que la capacidad de punta tiene bajos costos de capacidad pero altos costos de operación. La capacidad intermedia se encuentra dentro de estos extremos. Además se asume que $b_1 + B_1 < b_2 + B_2 < b_3 + B_3$ —costos totales por operar durante todo un año—. El cuadro 3.3. presenta valores estimados de los costos expresados de esta forma para diferentes tecnologías:

Cuadro 3.3. Costos anualizados de capital y energía por tecnología

Tipo de carga	Tipo de planta	B_i (costo fijo por kW anual)	b_i (costo variable por kW anual)
Base	Vapor de carbón	US\$ 100,00	US\$ 20,81
Intermedia	Vapor de aceite	US\$ 40,00	US\$ 175,20
Punta	Combustión interna	US\$ 20,00	US\$ 240,90

Fuente: Tucson Gas & Electric Company (tomado de Wenders 1976)

La combinación óptima de las tres capacidades depende de la forma del diagrama de duración de la demanda. Por ejemplo, el gráfico 3.5. muestra una curva de duración anual no lineal. Se puede ver que se necesita por lo menos kW_1 de capacidad disponible durante t_2 horas en el año, mientras que se requiere al menos kW_2 de capacidad durante t_3 horas. Además, $t^* = t_1$ representa el número de horas en un año (8.760) y los puntos t_2 y t_3 dividen al año en tres períodos, cada uno de los cuales representa una proporción del año en que la demanda es atendida en el margen por un determinado tipo de carga. Así, tenemos los siguientes rangos:

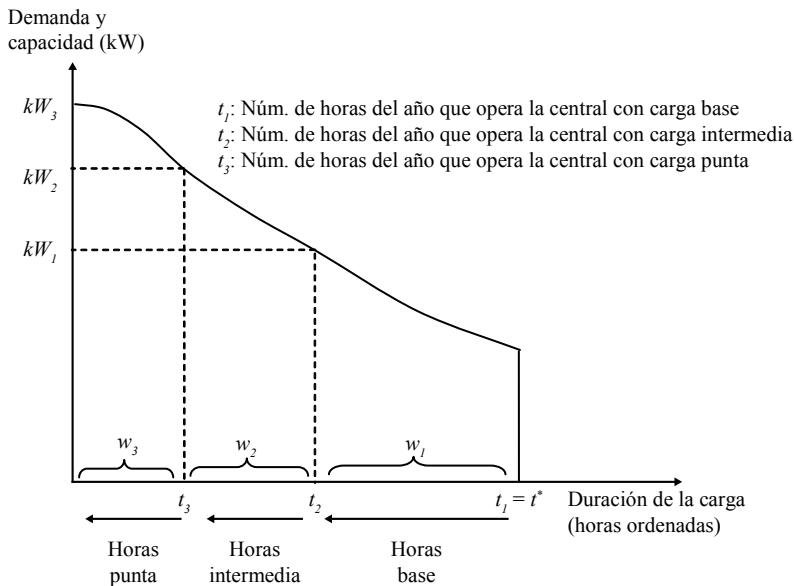
- $\overline{t_2 t^*} = t^* - t_2$: período en el cual la demanda es abastecida solo por la carga base.
- $\overline{t_3 t_2} = t_2 - t_3$: período en el cual la demanda es abastecida en el margen solo por la carga intermedia.
- $\overline{0 t_3} = t_3$: período en el cual la demanda es abastecida en el margen solo por la carga punta.

Estas fracciones de tiempo se pueden expresar de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 w_1 &= \frac{(t^* - t_2)}{t^*} : \text{porcentaje de horas del año que margina la central con carga base.} \\
 w_2 &= \frac{(t_2 - t_3)}{t^*} : \text{porcentaje de horas del año que margina la central con carga intermedia.} \\
 w_3 &= \frac{t_3}{t^*} : \text{porcentaje de horas del año que margina la central con carga punta.} \quad (3.13.)
 \end{aligned}$$

Supongamos que la empresa de generación ha construido kW_3 unidades de capacidad base y que está contemplando la posibilidad de incrementar la capacidad base en un kW. Debe considerar también si resulta más conveniente construir un kW de capacidad intermedia en vez de más capacidad base. La pregunta es cómo escoger entre estas dos alternativas considerando que se quieren minimizar los costos de producción.

Gráfico 3.5. Curva de duración anual



Lo que corresponde hacer es comparar el costo marginal de una unidad adicional de capacidad de base por hora en el año (MC_1) con el costo marginal de una unidad de capacidad intermedia adicional por hora en el año (MC_2). Para ello, debemos tener en cuenta que el costo marginal refleja el número de horas que resta operar para la unidad adicional de capacidad. En este sentido, el costo marginal de una unidad adicional de capacidad de base (MC_1) en el punto t_2 (punto de evaluación) está dado por:

$$MC_1 = B_1 + \left(\frac{t_2}{t^*}\right) \times b_1 \quad (3.14.a)$$

mientras que el costo marginal de una unidad adicional de capacidad intermedia en el punto t_2 es:

$$MC_2 = B_2 + \left(\frac{t_2}{t^*}\right) \times b_2 \quad (3.14.b)$$

Se puede concluir que si $MC_1 < MC_2$ se debe construir capacidad de base, lo que debe hacerse hasta el punto en que $MC_1 = MC_2$, o sea:

$$\frac{t_2}{t^*} = w_3 + w_2 = \frac{B_1 - B_2}{b_2 - b_1} \quad (3.15.)$$

Con el mismo razonamiento se puede llegar a la conclusión de que se debe adicionar capacidad intermedia hasta que $MC_2 = MC_3$, es decir:

$$\frac{t_3}{t^*} = w_3 = \frac{B_2 - B_3}{b_3 - b_2} \quad (3.16.)$$

Dado que:

$$w_1 + w_2 + w_3 = 1 \quad (3.17.)$$

se obtiene:

$$w_1 = 1 - \frac{B_1 - B_2}{b_2 - b_1} \quad (3.18.)$$

Si tomamos los puntos t_2 y t_3 del gráfico 3.5. como aquellos definidos en las ecuaciones 3.15. y 3.16., entonces la empresa generadora debe construir kW_1 unidades de capacidad de base para consumos de duración entre t_2 y t^* , $kW_2 - kW_1$ unidades de capacidad intermedia para consumos de duración entre t_3 y t_2 y $kW_3 - kW_2$ unidades de capacidad de punta para consumos de duración entre 0 y t_3 .

Vale la pena notar que el tiempo en que se deben operar las unidades de generación de base, intermedia y de punta no varía, pues solo depende de los costos —fijos y variables— de las diferentes tecnologías, los cuales se asume que no varían dentro del año. Esto se puede apreciar en las ecuaciones 3.15. a 3.18. Sin embargo, como veremos más adelante, lo que sí depende de la forma de la curva de duración de la demanda es la capacidad absoluta del parque de generación así como la capacidad relativa de las generadoras que se deben instalar por cada tecnología.

Precios óptimos

Habiendo determinado cómo se ajusta la combinación de tecnologías a una curva de duración, veamos cómo establecer los precios óptimos, es decir, aquellos que maximizan el bienestar.

Asumiremos que la curva de duración de la demanda tiene la forma de una escala de tres peldaños, lo cual es una representación simplificada del comportamiento usual de la demanda de electricidad. Dado que la lectura de una curva de duración es de derecha a izquierda en el eje de abscisas y de abajo hacia arriba en el eje de ordenadas, definiremos las variables manteniendo este orden de lectura. Durante un primer período, que dura la fracción Z_1 de un año, la demanda anualizada total —es decir, la demanda de potencia por 8.760 horas— es Q_1 ; durante un segundo período, que dura la fracción Z_2 de un año, la demanda anualizada total es Q_2 , y para el resto del período, que dura la fracción Z_3 , la demanda anualizada total es Q_3 . Consideremos que $Q_1 < Q_2 < Q_3$, entendiéndose que Q_1 es la demanda base, Q_2 es la demanda intermedia y Q_3 es la demanda punta. Asumamos que los mercados en estos tres períodos son independientes.

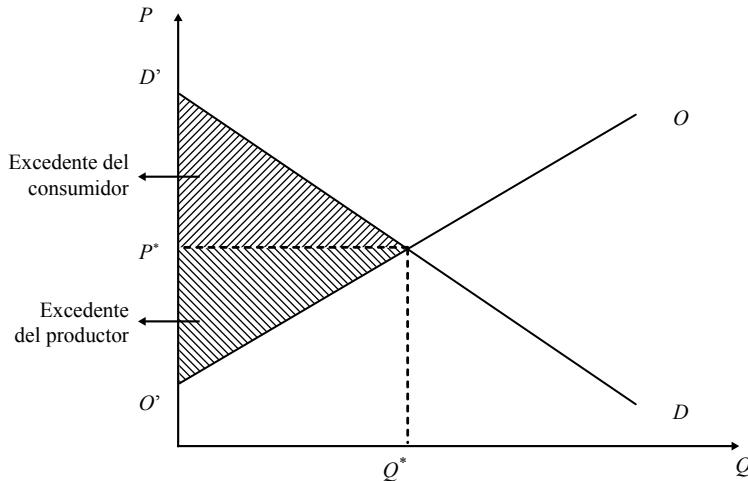
El máximo bienestar en un análisis de equilibrio parcial, es decir, considerando solo una industria en particular, de acuerdo a la teoría económica se alcanza maximizando la suma del excedente del consumidor y del productor. El excedente del consumidor es igual al área representada por la diferencia entre la curva de demanda —que representa la disponibilidad a pagar por diferentes cantidades del bien en el mercado— y el precio o pago realizado por el consumo del bien en el equilibrio del mercado. El excedente del productor es el área que mide la diferencia entre el pago recibido por el bien y la curva de costo marginal, la cual en competencia perfecta es igual a la curva de oferta.¹⁴ En esta diferencia también debe excluirse, de ser el caso, el costo fijo. Esto es equivalente a que en el gráfico 3.6. se determinen Q^* y P^* de modo que el área debajo de DD' y encima de OO' sea la mayor posible.

Considerando una demanda de tres bloques como la descrita anteriormente y un caso donde existen costos variables que cambian por bloques (b_i) pero con un mismo costo fijo (B), se puede plantear la medida de bienestar correspondiente. Utilizando cálculo integral, la fórmula equivalente para esta medida de bienestar de la sociedad (*welfare* o W) es:

$$W = \underbrace{\sum_{i=1}^3 Z_i \int_0^{Q_i} P_i \cdot dQ_i}_{\text{Beneficio total del consumidor}} - \underbrace{\sum_{i=1}^3 Z_i b_i Q_i}_{\text{Costos variables total}} - \underbrace{B Q_3}_{\text{Costo fijo total}} \quad (3.19.)$$

¹⁴ Se asume que la utilidad marginal del dinero es la misma para todos los agentes.

Gráfico 3.6. Maximización del bienestar en equilibrio parcial



Definimos como P_1, P_2, P_3 a los precios de producir un kW de electricidad por un año para cada uno de los tres períodos tarifarios. Los índices b_1, b_2, b_3 indican los costos marginales y medios de corto plazo para producir energía con las tres tecnologías obtenibles durante un año. El primer término de la ecuación representa la suma de los beneficios de los consumidores, mientras que el segundo y tercer términos representan los costos de generación variables y fijos incurridos durante el año. Luego de maximizar la ecuación 3.19., derivando respecto a las cantidades se obtienen los precios óptimos para los tres períodos de fijación de precios:

$$P_1 = b_1 \quad (3.20.)$$

$$P_2 = b_2 \quad (3.21.)$$

$$P_3 = b_3 + \frac{B}{Z_3} \quad (3.22.)$$

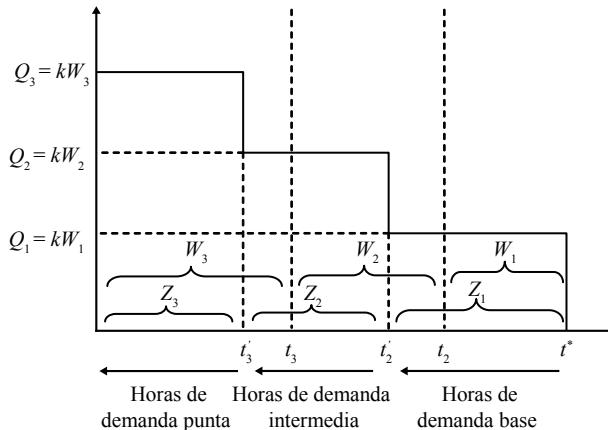
Los resultados muestran que solo los consumidores de punta deben pagar los costos de inversión en capacidad¹⁵ mientras que el resto de los consumidores debe pagar solo los costos variables o costos marginales de corto plazo, lo cual es consistente con el resultado general del modelo de *peak load pricing*. Debe notarse que, dado que los precios están expresados de forma anual, al aplicarse deben multiplicarse por la proporción del tiempo de duración de cada demanda. Así la recaudación total por

¹⁵ El costo de inversión en capacidad adicional puede ser incluso el costo de ampliar la capacidad de embalse de una central hidroeléctrica si esta capacidad fuera baja.

cada período será la siguiente: $(Z_1 + Z_2 + Z_3)b_1 + (Z_1 + Z_2)b_2 + Z_3b_3 + \frac{Z_3B}{Z_3}$ dado que $Z_1 + Z_2 + Z_3 = 1$, simplificando obtenemos: $b_1 + (Z_1 + Z_2)b_2 + Z_3b_3 + B$. Por ello el precio en la hora punta incorpora el costo de capacidad dividido entre la fracción de tiempo de este bloque de demanda, lo cual permite recaudar los costos fijos.

A continuación, en el gráfico 3.7. se ilustra una curva de duración de carga de tres períodos. Por simplicidad, la curva de duración se representa como una función escalonada, donde cada grada representa el nivel de demanda para un período dado; las líneas punteadas verticales representan los puntos de quiebre de duración de carga correspondiendo a los t_2 y t_3 óptimos de la parte anterior de este capítulo. El período de precio de punta (donde la demanda alcanza un nivel Q_3) cae dentro de la oferta de la máquina de punta como proveedor marginal; el segundo período de precio, donde la demanda alcanza un nivel Q_2 , está servido al margen por la máquina intermedia; y el primer período de precio está servido al margen por la capacidad base. Es decir, la capacidad de punta opera solo durante el período punta, la capacidad intermedia opera durante el tercer y segundo períodos de precio, y la capacidad base opera durante los tres períodos de precio. Por lo tanto, $Z_3 = \frac{t_3}{t^*}$, $Z_2 + Z_3 = \frac{t_2}{t^*}$, $Z_3 < W_3$ y $Z_2 + Z_3 < W_2 + W_3$.

Gráfico 3.7. Bloques de demanda y puntos de corte entre tecnologías (I)



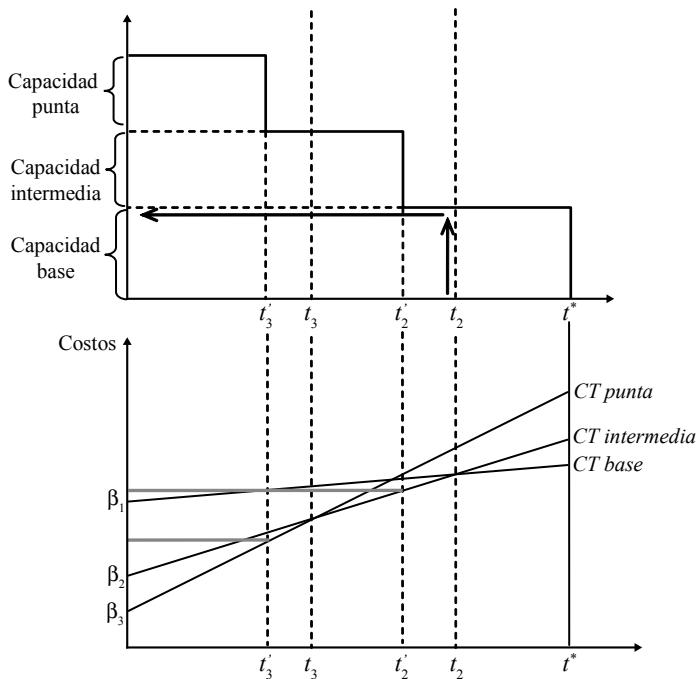
$$\begin{aligned}
 Z_1 &= (t^* - t_2) / t^* : \text{porcentaje de horas del año en que la demanda es base} \\
 Z_2 &= (t_2 - t_3) / t^* : \text{porcentaje de horas del año en que la demanda es intermedia} \\
 Z_3 &= t_3 / t^* : \text{porcentaje de horas del año en que la demanda es punta}
 \end{aligned}$$

Fuente: Wenders 1976

Debe tenerse en cuenta que este resultado está asociado a la suposición de la existencia de tres bloques de demanda discretos, pues si bien el punto de corte de costos

entre tecnologías está a la derecha del tiempo en que cambia el nivel de demanda (por ejemplo, $t_3 > t'_3$, ello no tiene implicancias en el nivel de capacidad necesario para abastecer la demanda en cada bloque (el cual se obtiene de proyectar el punto de cambio entre tecnologías en la curva de duración). Es más, las tecnologías base e intermedia pueden producir hasta niveles mayores a los que se les asignaría si la curva de duración fuese continua, pues sus costos fijos pueden aprovecharse mejor ya que la demanda es constante durante largos períodos. Este análisis se puede ver en el gráfico 3.8.

Gráfico 3.8. Bloques de demanda y puntos de corte entre tecnologías (II)



En la parte anterior de esta sección se habían considerado los costos fijos de las diferentes unidades como iguales. Consideraremos ahora el caso en que no solo los costos variables de las unidades son diferentes sino que también lo son los costos fijos. Veamos en este caso cuáles serían los precios que se deberían cobrar durante los tres períodos de fijación de precios.

Los costos totales de energía se dan como:

$$\begin{aligned}
 C_0 &= (Z_1 + Z_2 + Z_3)b_1 Q_1 + (Z_2 + Z_3)(Q_2 - Q_1)b_2 + Z_3(Q_3 - Q_2)b_3 \\
 C_0 &= b_1 Q_1 + (Z_2 + Z_3)(Q_2 - Q_1)b_2 + Z_3(Q_3 - Q_2)b_3
 \end{aligned} \tag{3.23.}$$

Y los costos de inversión en capital, presentes durante todo el año independientemente del nivel de producción de las centrales, son:

$$C_K = B_1 Q_1 + B_2 (Q_2 - Q_1) + B_3 (Q_3 - Q_2) \quad (3.24.)$$

La ecuación de bienestar se convierte en:

$$W = \sum_{i=1}^3 Z_i \int_0^{Q_i} p_i \cdot dQ_i - C_0 - C_K \quad (3.25.)$$

Maximizando W respecto de las cantidades se obtiene como resultado:

$$P_1 = \frac{b_1 - (Z_2 + Z_3)b_2 + B_1 - B_2}{Z_1} \quad (3.26.)$$

$$P_2 = \frac{(Z_2 + Z_3)b_2 - Z_3 b_3 + B_2 - B_3}{Z_2} \quad (3.27.)$$

$$P_3 = b_3 + \frac{B_3}{Z_3} \quad (3.28.)$$

Se puede apreciar que mientras en las ecuaciones 3.20. a 3.22. solo aparece el costo de capital en la hora punta, en las ecuaciones 3.26. a 3.28. este aparece en todas las horas. La razón es que cuando, por ejemplo, un usuario de base incrementa su consumo, requiere que se añada más capacidad de base. Sin embargo, esto hace que se requiera menos capacidad media por lo que el costo adicional de capacidad es $(B_1 - B_2)$. Además se reducen los costos de operación en las siguientes dos fracciones del tiempo en que la central continuará operando, los cuales eran antes al margen $(Z_2 + Z_3)b_2$ y con el cambio son $(Z_2 + Z_3)b_1$.

Reordenando la expresión obtenida para $P(Q_1)$ tenemos:

$$P(Q_1) = b_1 + \frac{(B_1 - B_2) - (b_2 - b_1)(Z_2 + Z_3)}{Z_1} \quad (3.29.)$$

Ello indica que, ante un incremento de la demanda, se debe reconocer además del costo de operación (b_1) el costo de la inversión adicional ($B_1 - B_2$) neto del ahorro de costos operativos ($b_2 - b_1$) en la fracción del tiempo restante. Este último término se divide entre la fracción de tiempo de este bloque horario.

Un resultado importante es que los precios obtenidos incluyen los costos de capacidad para cada segmento. Los resultados solo serían iguales a los del modelo de *peak load pricing*, es decir, que las tarifas solo incluirían el costo de la capacidad en las horas punta, en el caso de que los puntos de corte de la demanda coincidieran con los puntos correspondientes a los cambios de tecnología, lo cual implica que los

mayores costos de capacidad son iguales a los ahorros en costos operativos. Es decir, que en este último caso tendríamos:

$$Z_2 + Z_3 = w_2 + w_3 = \frac{t_2}{t^*} = \frac{B_1 - B_2}{b_2 - b_1} \quad (3.30.)$$

Reemplazando en las expresiones de los precios tenemos:

$$P(Q_1) = \frac{b_1 + (B_1 - B_2) - \frac{(B_1 - B_2)}{(b_1 - b_2)} b_2}{1 - \frac{(B_1 - B_2)}{(b_1 - b_2)}} \quad (3.31.)$$

Lo cual, luego de simplificar, nos da un resultado esperado en el marco marginalista, es decir, que el precio debe ser igual al costo de operación de la central que abastece la demanda.

$$P(Q_1) = \frac{b_1(b_2 - b_1) + b_1(B_1 - B_2)}{(b_1 - b_2) - (B_1 - B_2)} = b_1 \quad (3.32.)$$

De forma análoga se obtiene:

$$P(Q_2) = b_2 \quad (3.33.)$$

$$\text{La expresión para } P(Q_3) \text{ sigue siendo: } P(Q_3) = b_3 + \frac{B_3}{Z_3} \quad (3.34.)$$

Se puede comprobar que en el caso de que se cumpliera la condición antes mencionada, los precios que deberían asignarse a los bloques fuera de pico corresponderían a los costos operativos de las centrales marginales, y el precio en el bloque de punta debería incluir el costo operativo de la central marginal más el costo de capacidad de la central ponderado por un factor que le permitiera recuperar la inversión total en las horas en que está operando.

Joskow (1976) presenta una versión alternativa sobre este último tema. Tal como demuestra, las ecuaciones 3.26., 3.27. y 3.28. pueden expresarse usando las condiciones de optimalidad para la capacidad de la siguiente forma:

$$P_3 = b_3 + \frac{B_3}{Z_3} \quad (3.35.)$$

$$P_2 = \frac{(Z_3 + Z_2 - w_3)b_2 + (w_3 - Z_3)b_3}{Z_2} \quad (3.36.)$$

$$P_1 = \frac{w_1 b_1 + (w_3 + w_2 - Z_3 - Z_2)b_2}{Z_1} \quad (3.37.)$$

Se puede apreciar que los precios en los períodos 1 y 2 son expresados solo en términos de los costos variables. Estos se pueden considerar como los costos marginales de energía promedio ponderados por el tipo de tecnología que «margina», es decir, que es la última en producir en cada bloque y que por lo tanto fijará el costo marginal ante un incremento de la demanda, durante cada período de demanda, donde los pesos son la proporción de horas dentro de cada período en las que margina cada tipo de tecnología. Si el cálculo tarifario distingue suficientes bloques horarios para que en cada uno de ellos margine una sola tecnología se puede usar el resultado clásico del modelo de *peak load pricing*, similar al mostrado en las ecuaciones 3.32., 3.33. y 3.34.

Aplicación a la firma regulada

Asumamos que el objetivo de la firma regulada es maximizar utilidades (Π) sujeta a una restricción regulatoria del retorno al capital. Ello se representa a través de las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned} & \text{Maximizar } \Pi = TR - C_0 - C_K \\ & \text{sujeto a } TR - C_0 - C_R = 0 \end{aligned} \quad (3.38.)$$

donde:

- $TR = Z_1 P_1 Q_1 + Z_2 P_2 Q_2 + Z_3 P_3 Q_3$
- $C_o = b_1 Q_1 + (Z_3 + Z_2)(Q_2 - Q_1)b_2 + Z_3(Q_3 - Q_2)b_3$
- $C_K = rK_1(Q_1 + x_1) + rK_2(Q_2 + x_2 - Q_1 - x_1) + rK_3(Q_3 + x_3 - Q_2 - x_2)$
- $C_R = sk_1(Q_1 + x_1) + sk_2(Q_2 + x_2 - Q_1 - x_1) + sk_3(Q_3 + x_3 - Q_2 - x_2)$

donde:

- TR : ingreso total
- r : costo de capital
- x_i : exceso de capacidad en unidades de producto Q_i
- s : tasa de retorno regulada ($s > r$)
- k_i : ratio capital-producto para cada tipo de capacidad de generación ($B_i = rk_i$)
- C_o : costo total de energía
- C_k : costo total de capital
- C_R : costo total del capital calculado a la tasa regulada

El cuadro 3.4. resume los precios que se cobran durante cada período para tres casos: máximo bienestar, monopolio no regulado y monopolio regulado. Nótese que MC_i es el costo marginal anualizado y E_i es la elasticidad-precio de la demanda para el período de fijación i .

Existe una serie de desarrollos adicionales sobre los precios óptimos para la generación de electricidad, los cuales incorporan características importantes como la existencia de varias tecnologías, la incertidumbre en la demanda y la oferta, y la disponibilidad a pagar por tener el servicio o costo de racionamiento. En estos modelos se introduce el carácter estocástico de la demanda y la oferta, ya que ambas variables están sujetas a *shocks* inesperados y su comportamiento es difícil de predecir, y se evalúa hasta dónde es conveniente instalar capacidad, y cómo esta debe remunerarse, teniendo en cuenta la probabilidad de racionamiento o energía no suministrada. Un resultado importante es que en algunos casos puede tolerarse cierta probabilidad de racionamiento, sobre todo cuando esta es muy baja, pues resulta muy caro para la sociedad pagar los costos fijos de centrales que solo operarían en casos muy poco probables. En estos casos el costo de financiar estas inversiones es mayor que el valor esperado que le da la sociedad al racionamiento. Dos de estos modelos son los desarrollados por Crew y Kleindorfer (1976) y Chao (1983). Una revisión de estos modelos se presenta en el anexo 3 de Dammert, Gallardo y García (2005). En el apéndice 3.4. se presenta el modelo general de *peak load pricing* desarrollado por Chao (1983) que considera estas peculiaridades del mercado eléctrico.

Sin embargo, con las reformas estructurales y los procesos de desregulación, la discusión sobre los mecanismos de fijación administrativa de precios ha cedido su lugar a las discusiones sobre las modalidades de comercialización de electricidad, incluyendo los tipos de contratos factibles, los mecanismos de manejo y respuesta de la demanda y su relación con el funcionamiento y diseño del mercado mayorista.

Cuadro 3.4. Precios pico en diferentes casos

Caso	P_1	P_2	P_3
Máximo bienestar	$\frac{b_1 - (Z_3 + Z_2)b_2 + B_1 - B_2}{Z_2}$ $= MC_1 / Z_1$	$\frac{(Z_3 + Z_2)b_2 - Z_3b_3 + B_2 - B_3}{Z_2}$ $= MC_2 / Z_2$	$b_3 + (B_3 / Z_3) = MC_3 / Z_3$
Monopolio no regulado	$\frac{MC_1}{Z_1(1 + I / E_1)}$	$\frac{MC_2}{Z_2(1 + I / E_2)}$	$\frac{MC_3}{Z_3(1 + I / E_3)}$
Monopolio regulado (demandas independientes)	$\frac{MC_1 + B_2 - B_1}{Z_1(1 + I / E_1)}$	$\frac{MC_2 + B_3 - B_2}{Z_2(1 + I / E_2)}$	$\frac{MC_3 - B_3}{Z_3(1 + I / E_3)}$
Monopolio regulado (demandas interdependientes)	$\frac{MC_1 + B_2 - B_1 - I_1}{Z_1(1 + I / E_1)}$	$\frac{MC_2 + B_3 - B_2 - I_2}{Z_2(1 + I / E_2)}$	$\frac{MC_3 - B_3 - I_3}{Z_3(1 + I / E_3)}$
Donde	$I_1 = Z_3Q_3 \frac{\partial P_3}{\partial Q_1} + Z_2Q_2 \frac{\partial P_2}{\partial Q_1}$	$I_2 = Z_3Q_3 \frac{\partial P_3}{\partial Q_2} + Z_1Q_1 \frac{\partial P_1}{\partial Q_2}$	$I_3 = Z_2Q_2 \frac{\partial P_2}{\partial Q_3} + Z_1Q_1 \frac{\partial P_1}{\partial Q_3}$

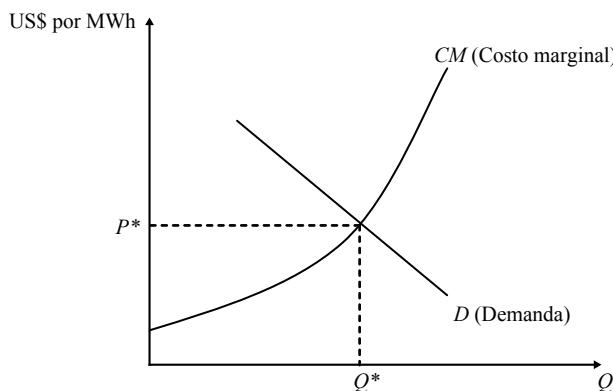
Fuente: Wenders 1976

5. MERCADOS DE ELECTRICIDAD Y MECANISMOS DE REGULACIÓN DE LA GENERACIÓN

En un mercado competitivo se tiene que la cantidad que se consume y se produce se obtiene en el punto en el cual el precio es igual al costo marginal. Ello se puede ilustrar en el gráfico 3.9., donde vemos que la electricidad generada en el mercado es Q^* y el precio de mercado es P^* . En este punto, como se ha mencionado anteriormente, en un marco de equilibrio parcial, el equilibrio competitivo maximiza el bienestar de la sociedad medido a través de la suma del excedente del productor y del consumidor.

Si bien el equilibrio mostrado en el gráfico 3.9. satisface las condiciones de eficiencia propias de los mercados competitivos, esta no es muchas veces una solución sostenible en el tiempo, particularmente en algunos mercados. Ello se debe a que las empresas cuyos costos marginales están cercanos al punto de equilibrio no logran cubrir los costos fijos, lo que en ausencia de otros mecanismos llevará a una recomposición de la curva de oferta en un nuevo equilibrio.

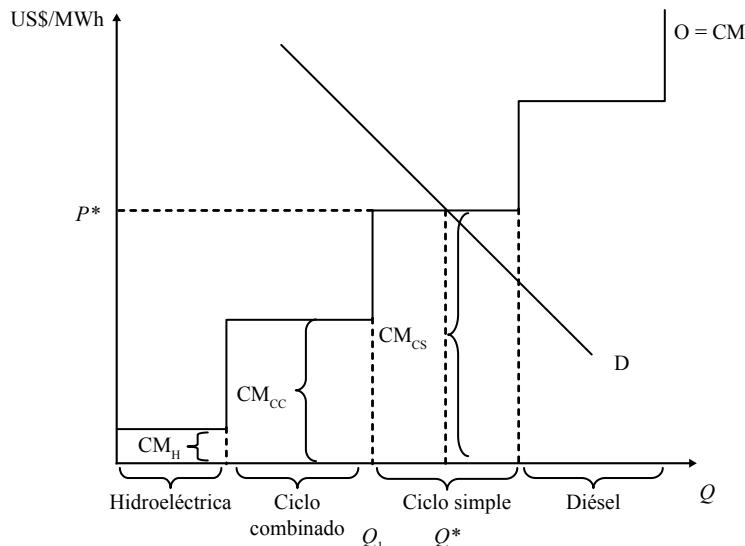
Gráfico 3.9. Equilibrio de mercado ideal



Por otro lado, la curva de costos marginales está relacionada con las capacidades ordenadas de menor a mayor costo de las generadoras de base —hidroeléctricas y generadoras a gas natural de ciclo combinado— y de punta —generadoras a gas de ciclo simple y a diésel—, las cuales tienen determinados tamaños de planta y diferentes costos marginales, lo que genera que esta curva tenga una forma de escalera, donde el tramo horizontal de las gradas de la escalera corresponde al costo marginal de la última central que entra en operación, asumiendo que estos costos marginales son constantes por tipo de tecnología. Si graficamos nuevamente el equilibrio de mercado teniendo en cuenta esta forma de los costos marginales tendremos el gráfico 3.10.

En este gráfico se ve más claramente que al precio de equilibrio P^* , las generadoras térmicas a ciclo simple (las que generan $Q^* - Q_1$) solo cubren sus costos marginales —costos de operación y mantenimiento variables— pero no los costos fijos —inversión y mantenimiento fijos—. De acuerdo a esto no se darán inversiones en las generadoras de punta con lo cual el sistema no será sostenible en el tiempo. Existen dos opciones para resolver este problema.

Gráfico 3.10. Equilibrio de mercado en generación eléctrica



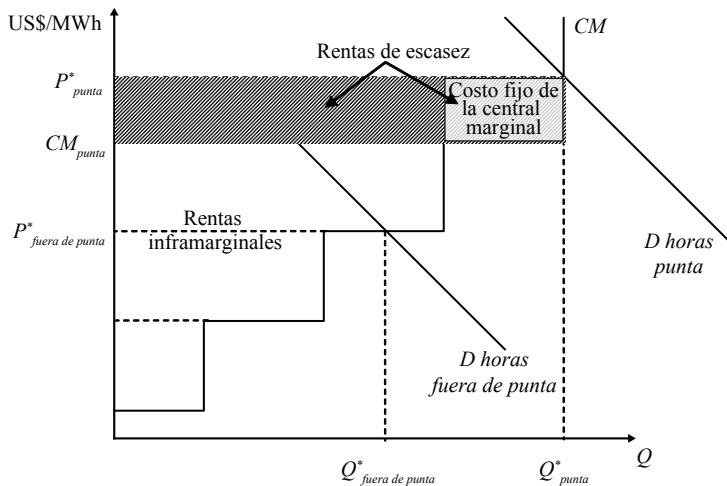
Primera opción: sin pago por capacidad

Esta primera opción no considera un pago explícito por la inversión en capacidad, sino que los costos fijos asociados con tener capacidad disponible se recuperarán en base al precio del mercado de electricidad. En el caso extremo se permite que el mercado fije un precio que normalmente va a ser muy superior al costo marginal en algunos períodos. La idea subyacente es que en estos mercados la capacidad de generación instalada por cada tipo de tecnología se irá adecuando hasta que las centrales logren cubrir todos sus costos económicos, lo cual implicará que la curva de oferta tenga un último tramo vertical. En este caso tendríamos una curva de oferta y demanda como se observa en el gráfico 3.11.

Es decir, en este caso tenemos que en las horas punta, al no haber suficiente capacidad, el precio se elevaría hasta p_{punta}^* lo cual haría que aun las generadoras de punta cubrieran más que sus costos marginales. Con la diferencia ($p_{punta}^* - CM_{punta}$) pueden ir amortizando sus costos fijos. El ingreso adicional obtenido de esta forma se conoce

como renta de escasez (*scarcity rent*), y en equilibrio permitiría cubrir exactamente los costos fijos de las centrales marginales y la diferencia de costos fijos no cubiertas con las rentas inframarginales de las otras centrales.¹⁶

Gráfico 3.11. Equilibrio de mercado (sin pago de capacidad)



Este caso tiene dos problemas: primero, que se pueden requerir tiempos largos durante los cuales la intersección de la demanda con la oferta esté por encima del costo marginal para permitir la recuperación de las inversiones; segundo, que como los consumidores no reaccionan al aumento de precios temporales de electricidad —que la factura viene a fin de mes, y puede ser que consideren normalmente un precio promedio—, la curva de demanda puede no tener intersección con la curva de oferta (CM) por lo que son los administradores del sistema los que tendrían que realizar cortes de suministro —racionamiento— a nombre de los consumidores, como se muestra en el gráfico 3.12.

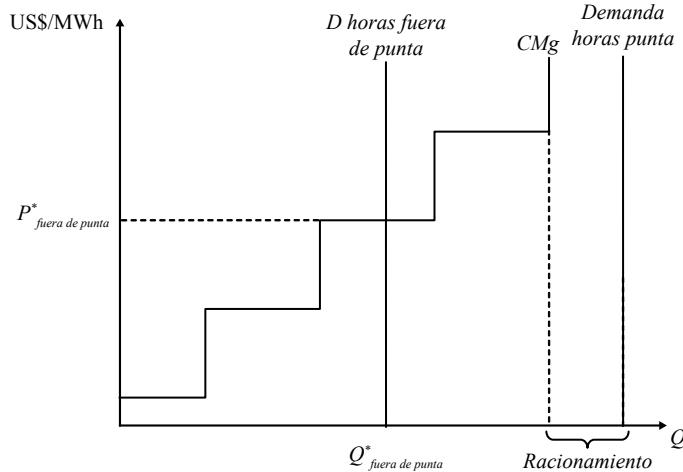
Sin embargo, siempre existen consumidores, sobre todo industriales, cuya demanda puede responder a los precios altos aunque siempre la curva de la demanda resultaría bastante inelástica. En este caso no habría racionamiento sino precios elevados durante horas punta, como en el gráfico 3.13. En la práctica, el precio en horas punta en estos casos puede llegar a niveles muy altos, como por ejemplo US\$ 1.000 por MWh, cuando el precio en horas base es de US\$ 30 por MWh.

No obstante, dado que la demanda varía durante el día y durante el año, estos momentos podrían ser solo unas cuantas horas durante el año, como se muestra en

¹⁶ En el apéndice 3.5. se presenta un ejemplo numérico de cómo en un mercado competitivo se llega al equilibrio de largo plazo con la generación de esta renta de escasez.

el gráfico 3.12, generándose precios sumamente elevados conocidos como «precios rayo» (*price spikes*).

Gráfico 3.12. Precios de generación con demanda totalmente inelástica



El problema en un sistema como el descrito es que si se retrasan las inversiones o se originan problemas con alguna generadora estos *price spikes* pueden darse cada vez con mayor frecuencia, generando una crisis en el sistema. Adicionalmente, dado que este esquema supone la liberalización de los mercados, es difícil distinguir si estos *price spikes* se originan por la necesidad de recuperación de los costos fijos de las centrales o por el ejercicio del poder de mercado en algunos períodos.

Gráfico 3.13. Precios de generación con demanda de baja elasticidad

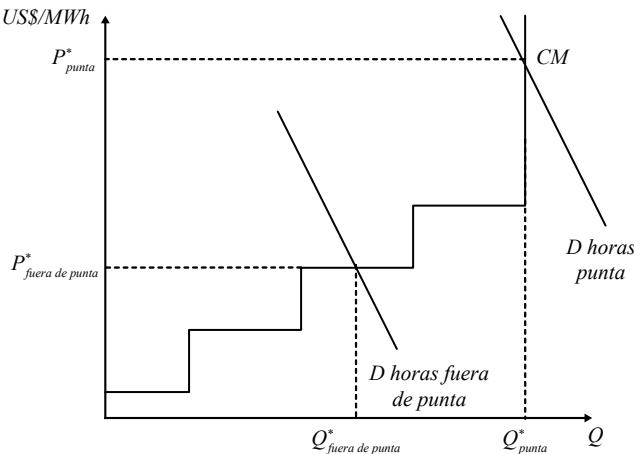
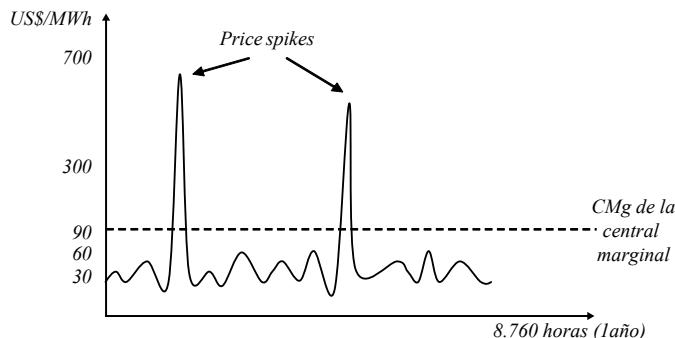


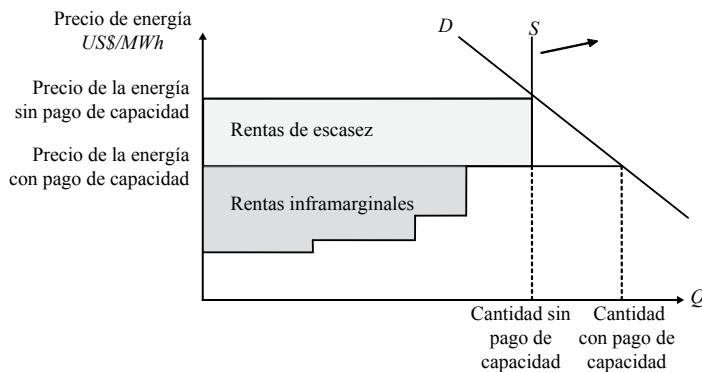
Gráfico 3.14. Precios de electricidad con *price spikes*

Segunda opción: pago por capacidad

En esta segunda opción son dos los métodos más comunes: 1) el pago separado de la capacidad; y 2) el pago de la capacidad asociado al precio de la energía.

1. Pago separado de la capacidad. Hemos visto en el subcapítulo 3 de este capítulo que un método (aunque imperfecto según Wenders 1976) es que los precios en cada bloque horario correspondan a los costos variables de la central marginal, y que en la demanda de punta se adicione el costo de capacidad de la última máquina que entraría a despachar, el cual se conoce como *costo de expansión*. Este primer método, consistente en un pago por separado de la capacidad, permite que el consumo en horas punta sea mayor y se instale más capacidad en el sistema respecto a la alternativa de no considerar un pago explícito por capacidad, además de reducirse el precio de energía y por lo tanto la volatilidad del precio *spot*, principalmente en las horas punta (ver gráfico 3.15.).

Gráfico 3.15. Equilibrio en generación con pago de capacidad separado



Fuente: Stoft 2002 y Oren 2005

Además, con este método se acostumbra pagar por una capacidad de reserva que minimice la posibilidad de déficit, que a la vez dependerá de las características de cada sistema como la composición del parque generador o la disponibilidad a pagar por la confiabilidad —en el caso peruano se considera un margen de reserva remunerable de 19,5% por sobre la máxima demanda—.

Bajo este primer método, el precio de la energía puede expresarse de dos formas, ya sea como un promedio ponderado de los costos marginales por el tiempo en que estos marginaron o como un promedio ponderado de la energía valorizada al costo marginal en cada bloque dividida entre la energía total:

$$P_e = \frac{\sum_{i=1}^N t_i \times CMg_i}{t^*} \quad (3.39a.)$$

$$P_e = \frac{\sum_{i=1}^N E_i \times CMg_i}{Energía\ total} \quad (3.39b.)$$

donde:

- CMg_i : costo variable del generador marginal en el período i
- t_i : duración del período i en horas
- t^* : duración total = 8.760 horas
- i : número de períodos que se utilizan. Ejemplo $i = 3$ tendríamos (1) período en que producen las unidades de base, (2) período en que producen las unidades de base más las intermedias, (3) período en que producen todas las unidades.
- E_i : energía consumida en el bloque i

El precio de potencia (expresado en energía y cobrado durante todo el año) sería:

$$P_p = \frac{CF_{punta} \times (1+R)}{8.760 \times F_{carga}} \quad (3.40.)$$

donde:

- CF_{punta} : costo fijo anual de la generadora de punta
- F_{carga} : factor de carga o sea el consumo anual promedio entre la máxima demanda
- R : porcentaje de capacidad de reserva («margen de reserva»)

Luego el precio total sería:

$$\text{Precio de generación} = P_e + P_p \quad (3.41.)$$

En el caso de que el mercado sea el que determine el precio, se tendría entonces el precio de energía P_e . A este precio habría que agregar el precio de potencia calculado según la ecuación 3.40. para obtener el precio total como en 3.41. Esto se puede obtener, por ejemplo, a través de licitaciones, donde se especifica el precio de potencia y la licitación da como resultado el precio de energía.

Alternativamente el regulador puede estimar los costos marginales como en 3.39., estimar el precio de potencia como en 3.40. y luego obtener la tarifa de generación eléctrica utilizando 3.41.

Un resultado importante de estos esquemas es que, si el sistema eléctrico está «económicamente adaptado», las centrales recuperarán todos sus costos económicos a través del cobro de los precios de energía y potencia determinados de esta forma. Las centrales de punta recuperarán exactamente sus costos variables y fijos mediante los precios de energía y potencia respectivamente, mientras que las centrales inframarginales obtendrán unas cuasirrentas por los precios de energía fijados por centrales de mayores costos variables, con las que podrán recuperar el déficit de sus costos fijos no cubiertos con el pago por potencia.¹⁷ Un ejemplo del cálculo con algunas adaptaciones se da en el subcapítulo 6 de este capítulo.

2. Pago de la capacidad asociado al precio de la energía. El segundo método, que se empleaba en el Reino Unido hasta hace unos años, consiste en otorgar un pago adicional al costo marginal de operación o último precio ofertado de energía de cada período en función a la probabilidad de que exista un déficit de generación o pérdida de carga. Para ello se utiliza una fórmula, basada en los desarrollos de modelos de *peak load pricing* que introducen incertidumbre en la demanda y oferta como el formulado por Chao (1983),¹⁸ según la cual el pago adicional aumenta conforme se incrementa esta probabilidad de pérdida de carga.

Sea CM el costo marginal de proveer energía, $LOLP$ (*Loss of Load Probability*) la probabilidad de que haya un déficit y $VOLL$ (*Value of Lost Load*) lo máximo que los consumidores están dispuestos a pagar por la electricidad. El pago total a cada generador que esté operando será:

$$P_{\text{generación}} = CM(1 - LOLP) + VOLL(LOLP) \quad (3.42.)$$

Veamos dos ejemplos. Supongamos para ambos que CM es US\$ 80 por MWh y $VOLL$ es US\$ 1.000 por MWh.

¹⁷ Una demostración detallada de este resultado, aunque sin considerar la necesidad de reserva, se presenta en el anexo 2 de Dammert, Gallardo y García 2005.

¹⁸ En el apéndice 3.4. se presenta este modelo.

Supongamos que en el primer ejemplo hay suficiente capacidad instalada, por lo que la probabilidad de un déficit es de 0,1%. Aplicando 3.42., el precio de generación es:

$$\begin{aligned} P_{\text{generación}} &= 80(1 - 0,001) + 1.000(0,001) \\ P_{\text{generación}} &= 79,92 + 1 = 80,92 \end{aligned} \quad (3.43.a)$$

Es decir, que el precio de generación es ligeramente superior al costo marginal. Bajo este escenario las generadoras de punta no cubren los costos de inversión, por lo que no hay incentivo alguno a invertir en nuevas máquinas de punta. Ello es consistente con la baja probabilidad de que exista un déficit.

Supongamos, en cambio, que la probabilidad de un déficit es de 1%. Aplicando 3.42. tenemos:

$$\begin{aligned} P_{\text{generación}} &= 80(1 - 0,001) + 1.000(0,01) \\ P_{\text{generación}} &= 79,2 + 10 = 80,2 \end{aligned} \quad (3.43.b)$$

En este caso, el precio que se les paga a las generadoras es bastante superior al costo marginal. El margen resultante es un incentivo para que las empresas inviertan en generadoras de punta, inversión que se dará hasta que se reduzca la probabilidad de un déficit.

El mecanismo antes mencionado guarda relación con un mercado en que el precio se iguala al costo marginal, teniendo en cuenta un enfoque probabilístico ya que la ecuación 3.32. da un costo marginal esperado que es un promedio ponderado de los diversos escenarios posibles.

Existen otros mecanismos que tratan de remunerar la capacidad reduciendo la fijación administrativa de precios e introduciendo mecanismos de mercado. Un primer paso en este sentido es el sistema de «requerimientos de capacidad», donde se establece la obligación de que en los contratos que firmen las distribuidoras o comercializadores con los generadores se incluya un nivel de potencia adicional que represente un margen de reserva. Esta obligación generalmente hace que surja un mercado secundario de capacidad. Otro mecanismo de remuneración de la capacidad planteado recientemente es la creación de un mercado de «opciones de capacidad», el cual tendría dos funciones: reducir la exposición al riesgo de comprar a un precio muy volátil en el mercado *spot* y garantizar la adecuación de la capacidad. En este caso, cualquier generador o comercializador establece un contrato en el que la otra parte se compromete a venderle una cantidad de energía si el precio en el mercado supera cierto límite (*strike price*). Este se convierte en un precio de ejercicio de una opción de compra, y el «cargo por capacidad» vendría a ser la prima de la opción por tener capacidad comprometida o disponible pagada por el comprador. En el apéndice 3.6. se discuten con mayor detalle estos mecanismos.

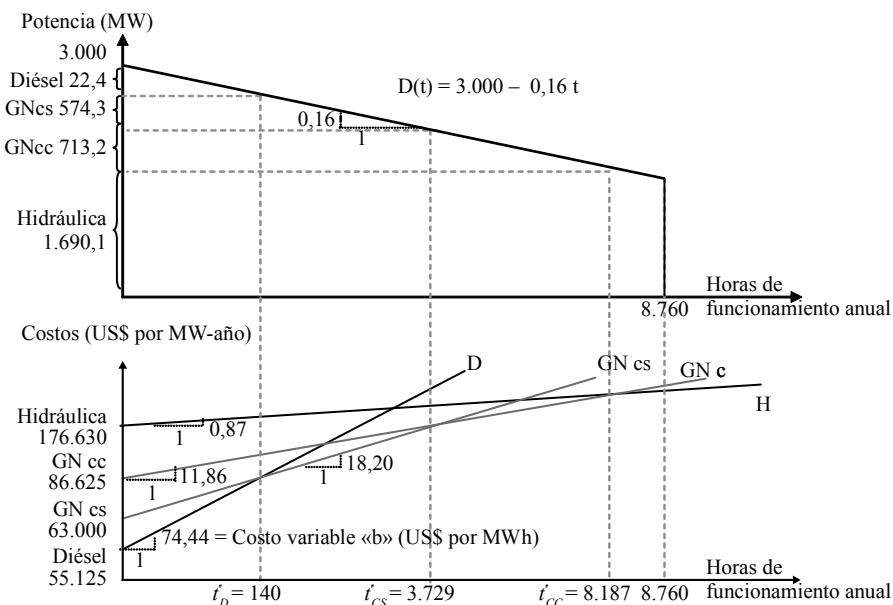
6. EJEMPLO DEL CÁLCULO DEL PRECIO DE ELECTRICIDAD CON PAGO POR CAPACIDAD

Este ejemplo corresponde a la primera opción del pago por capacidad de la sección anterior.¹⁹ Consideremos cuatro tecnologías de generación: diésel, gas natural a ciclo simple, gas natural a ciclo combinado e hidráulica. Los costos fijos y los costos variables de cada tecnología son los mismos de los cuadros 3.1. y 3.2. Para ello retomamos el ejemplo usado en el primer subcapítulo de este capítulo.

En el Gráfico 3.16. se presentan las curvas de costos correspondientes así como la curva de duración de carga a utilizarse. La curva de duración de carga se ha simplificado como una recta para facilitar el cálculo (con ella se puede calcular la producción de energía de cada tecnología de generación como el área dentro de los triángulos o rectángulos respectivamente).

El cuadro 3.5. resume el cálculo del costo fijo anualizado y el costo variable por MWh. Para encontrar las horas de funcionamiento anual de cada tecnología basta resolver la ecuación donde los costos totales entre tecnologías contiguas se cruzan. Estos puntos se muestran en el gráfico 3.16.

Gráfico 3.16. Cálculo del precio de electricidad



¹⁹ En este ejemplo no se incluye energía no suministrada para simplificar los cálculos dado que las horas a partir de las cuales se calcula la energía no suministrada suelen ser mínimas.

Cuadro 3.5. Costos fijos y variables y obtención del parque óptimo

Tecnología	Costo fijo anual « B » (US\$ por MW·año)	Costo variable « b » (US\$ por MWh)	$t_i^* = \frac{B_{i+1} - B_i}{b_i - b_{i+1}}$	Potencia (MW)	Energía producida por tipo de tecnología (MWh)
Diésel (D)	55.125	74,4	140	22,4	1.569
Gas natural a ciclo simple (CS)	63.000	18,2	3.729	574,3	1.111.034
Gas natural a ciclo combinado (CC)	86.625	11,9	8.187	713,2	4.249.158
Hidráulica (H)	176.630	0,9	8.760	1.690,1	14.779.231
TOTALES			-	3.000,0	20.140.992

Por ejemplo, tenemos que el costo total de generación a gas natural de ciclo simple es:

$$CT_{CS} = US\$ 63.000 + 18,2 \text{ US\$MWh} \times t_{CS} \quad (3.44.)$$

y el costo total de generación a gas natural a ciclo combinado es:

$$CT_{CC} = US\$ 86.625 + 11,9 \text{ US\$MWh} \times t_{CC} \quad (3.45.)$$

El punto donde ambos costos son iguales se obtiene igualando 3.44. y 3.45.:

$$US\$ 63.000 + 18,2 \text{ US\$MWh} \times t_{CS} = US\$ 86.625 + 11,9 \text{ US\$MWh} \times t_{CC}$$

De donde tenemos:

$$t_{CS} = \frac{US\$ 86.625 - US\$ 63.000}{18,2 \text{ US\$MWh} - 11,9 \text{ US\$MWh}} = 3.729 \quad (3.46.)$$

De manera similar se obtienen los otros puntos de corte del gráfico 3.16. como se muestra en el cuadro 3.5.

También se puede calcular la capacidad —potencia— de cada tecnología. Para ello, de acuerdo con el gráfico 3.16. tenemos que la demanda linealizada en el momento t es:

$$Q(t) = 3.000 - 0,16 \times t \quad (3.47.)$$

Reemplazando el valor de t en esta ecuación se obtiene la capacidad total requerida en cada momento, a la cual se le debe restar la capacidad acumulada de las tecnologías inmediatamente anteriores para calcular la capacidad a instalarse de la tecnología en análisis. Estos resultados se muestran en el cuadro 3.5.

Para calcular la energía producida por cada tecnología dividimos la parte superior del gráfico 3.16. en cuatro bloques de acuerdo a los valores de t . Esto se ilustra en los gráficos 3.17. a 3.20.

Gráfico 3.17. Obtención de la energía producida en el bloque I

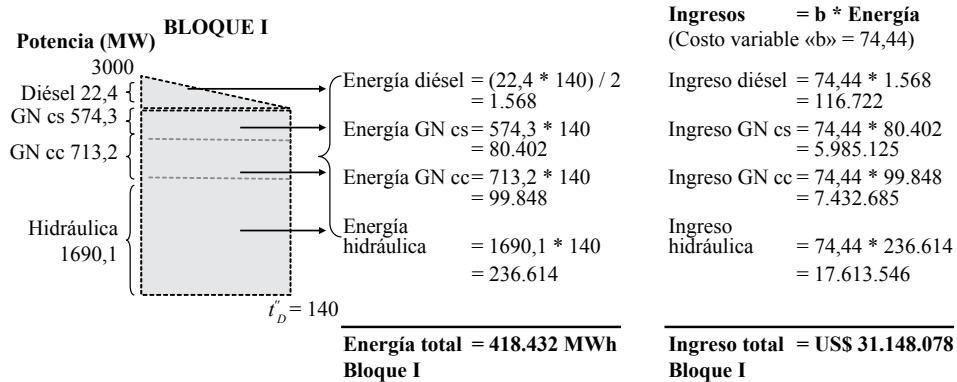


Gráfico 3.18. Obtención de la energía producida en el bloque II

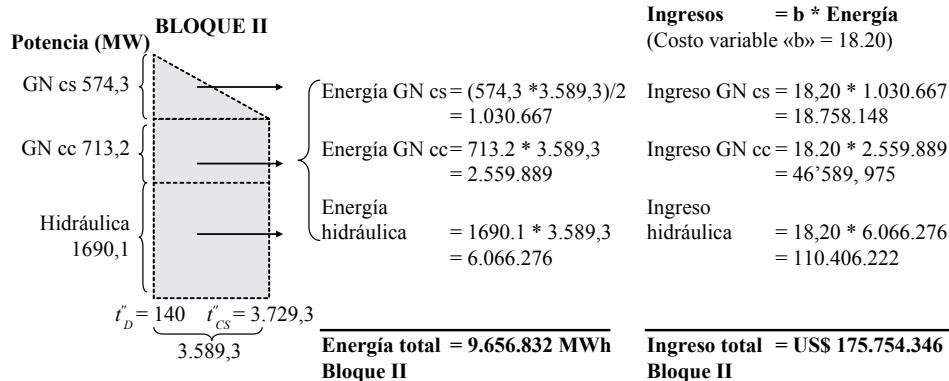


Gráfico 3.19. Obtención de la energía producida en el bloque III

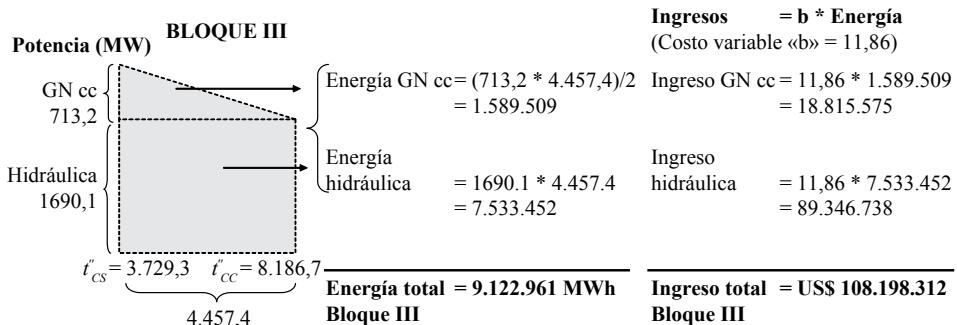
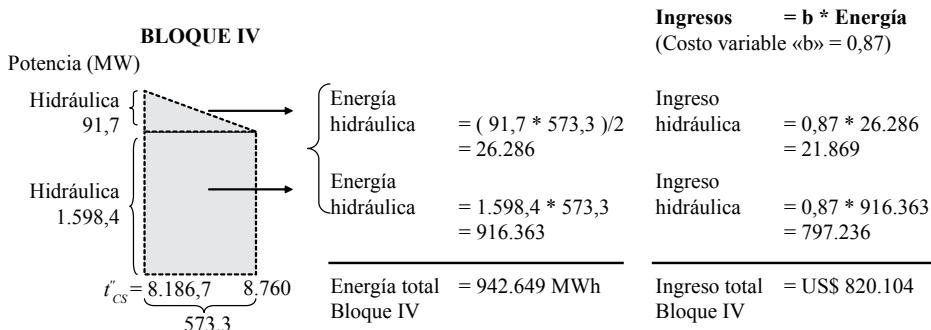


Gráfico 3.20. Obtención de la energía producida en el bloque IV



Luego calculamos el precio de la energía para cada bloque. En primer lugar, como son cuatro tecnologías tenemos tres puntos donde se pasa de una tecnología a otra, puntos que se calculan como se ilustró en las ecuaciones 3.44. a 3.46. Observando la ecuación 3.46. tenemos que el punto de corte se representa de la siguiente forma:

$$t_i^* = \frac{\beta_{i+1} - \beta_i}{b_i - b_{i+1}} \quad \forall i = 1, 2, 3, \dots, N \quad (3.48.)$$

Utilizando la ecuación 3.48. obtenemos los puntos mostrados en el gráfico 3.16. y en el cuadro 3.5.

$$t_D = 140 \text{ horas (de diésel a ciclo simple)} \quad (3.48.a)$$

$$t_{CS} = 3.729 \text{ horas (de ciclo simple a ciclo combinado)} \quad (3.48.b)$$

$$t_{CC} = 8.187 \text{ horas (de ciclo combinado a hidráulica)} \quad (3.48.c)$$

$$T = 8.760 \text{ horas (número total de horas)} \quad (3.48.d)$$

Luego, reemplazando los valores de 3.48.a a 3.48.d en la ecuación de la demanda (3.47.), obtenemos la potencia o capacidad para cada tecnología. La capacidad hidráulica obtenida es de 1.690,1 MW, la potencia de las generadoras a gas natural a ciclo combinado es de 713,2 MW (para ello se debe restar al valor de la demanda evaluado en el punto de corte la capacidad hidráulica), la potencia para las generadoras a gas a ciclo simple es de 574,3 MW (para ello se debe restar al valor de la demanda evaluado en el punto de corte las capacidades de las generadoras hidráulicas y de ciclo combinado) y la potencia de la generadora a diésel es de 22,4 MW (restando al valor de la demanda evaluado en el punto de corte las otras capacidades).

A continuación, necesitamos calcular la energía producida en cada uno de los cuatro bloques horarios separados por la tecnología que margina en cada uno de ellos. El cálculo de la energía se muestra en los gráficos 3.15. a 3.18. Se puede observar en dichos gráficos que la energía producida corresponde a las áreas resultantes de

potencia por duración para cada tecnología —área del triángulo para la tecnología marginal—. Como se ha indicado que el precio de energía en cada bloque es igual al costo marginal, el valor total de cada bloque es el de la energía total por el costo variable de la central marginal.

Con los valores de la energía por cada bloque se puede calcular un precio promedio de energía, el cual sumado al precio de la potencia —expresado en US\$ por MWh y considerando un margen de reserva R de 21%— nos da el *precio monómico* o precio promedio que se cobra al consumidor expresado en US\$ por MWh, el cual se denomina así en contraste con la aplicación de dos precios separados, esquema conocido como de *precio binómico*. Las fórmulas utilizadas y el cálculo para el presente ejemplo se muestran a continuación.

El precio marginal de potencia (PMP) expresado en US\$ por MWh mostrado en la ecuación 3.40. se deriva a partir de la igualdad de ingresos que se debe obtener con los dos tipos de cobro (por energía o por máxima demanda anual). En la ecuación 3.49. se presenta en detalle la derivación y cálculo para el ejercicio:

$$\begin{aligned}
 PMP (\text{US\$ por MWh}) * \text{Energ a} &= PMP (\text{US\$ por MW - a\omega}) * MD \\
 PMP (\text{US\$ por MWh}) &= \frac{PMP (\text{US\$ por MW - a\omega})}{\text{Energ a}} MD \\
 PMP (\text{US\$ por MWh}) &= \frac{(I + R) (\text{Costo Fijo Central Marginal})}{8.760 * (\text{Factor de Carga del Sistema})} \frac{MD}{MD} \\
 PMP (\text{US\$ por MWh}) &= \frac{(I + R) (\text{Costo Fijo Central Marginal})}{8.760 * (\text{Factor de Carga del Sistema})} \\
 PMP (\text{US\$ por MWh}) &= \frac{55.125 (I + 0,2I)}{8.760 * 0,766} = \text{US\$}10 / \text{MWh} \quad (3.49.)
 \end{aligned}$$

Debe tenerse en cuenta que al incorporarse un margen de reserva en el cálculo del precio marginal de potencia, el cual se cobrará en los contratos que realicen los generadores y formará una bolsa de dinero que normalmente debe repartir el operador del sistema entre los generadores disponibles, como sucede en el caso peruano, se está dando una señal para que se instale capacidad adicional de centrales de punta. En este caso, si la señal es adecuada, el sistema debería contar con 630 MW adicionales de centrales a diésel (0,21 por los 3.000 MW de la máxima demanda). Reemplazando los resultados obtenidos en la ecuación 3.39 obtenemos el precio marginal promedio de energía:

$$\text{Precio marginal promedio de energía} = \frac{\text{Suma de valores por bloque}}{\text{Energía total}} = \frac{315.920.840}{20.140.874} = \text{US\$}15,7 / \text{MWh} \quad (3.50.)$$

Precio monómico = *Precio marginal promedio de energía* + *Precio marginal de potencia*

$$\text{Precio monómico} = 15,7 + 10 = \text{US\$} 25,7 / \text{MWh} \quad (3.51.)$$

Equilibrio financiero

La aplicación de estos precios es equivalente a pagarles por energía a las centrales el costo variable de la central marginal en cada bloque horario, y por potencia el costo fijo anual de la central marginal. Como se mencionó, si la potencia instalada de cada tecnología es la que minimiza el costo total de abastecimiento, pagando de esta forma, todas las centrales recuperarán sus costos y, simultáneamente, se estarán dando las señales correctas a los consumidores para que adecúen su patrón de consumo. La aplicación de este principio para el ejemplo se muestra en el cuadro 3.6., que refleja los cálculos anteriores.

El ingreso por energía se obtiene de multiplicar el costo marginal del sistema en cada bloque por la energía producida por la tecnología en cada bloque, mientras que el costo por energía se obtiene de multiplicar la energía producida por el costo variable unitario. El ingreso por potencia se obtiene de multiplicar la capacidad instalada de cada tecnología por el costo fijo anual de la central marginal.

En el caso de la central marginal, los ingresos por energía son exactamente iguales a sus costos pues los precios en las horas punta se basan en sus costos variables. Lo mismo sucede con los ingresos por potencia que son iguales a sus costos, ya que el precio de potencia está basado en el costo fijo anual por MW de tener disponible esta tecnología.

En el caso de las centrales inframarginales, sus ingresos por energía son mayores a sus costos de energía, pero estas ganancias netas les permiten cubrir los menores ingresos por potencia respecto a sus costos de inversión, que son mayores a los que se remuneran con el pago por potencia basado en los costos fijos de la central marginal.

A modo de ejercicio, podría calcularse el precio de energía en un sistema eléctrico donde por razones de disponibilidad de recursos no se pudiera contar con centrales a gas natural, y solo se tuviera centrales a diésel e hidroeléctricas. Se puede mostrar que, en este caso, la combinación óptima de tecnologías daría un precio promedio de energía igual a US\$ 18,2 por MWh, mayor en 15,9% respecto al precio que se obtendría si se tuviera acceso a centrales a gas natural. El precio marginal de potencia también podría incrementarse debido a la necesidad de un mayor margen de reserva (R) asociada al incremento en la participación de las centrales hidroeléctricas, pues estas centrales poseen mayores variaciones en su capacidad disponible, la cual está sujeta a la evolución de la hidrología, a pesar de que algunas pueden reducir los efectos de la hidrología mediante el almacenamiento de agua.

Cuadro 3.6. Precios óptimos y equilibrio financiero

Tecnología	Energía producida por tipo de tecnología (MWh)	Ingreso por energía (US\$)	Costo por energía (US\$)*	Diferencia en energía (US\$)	Ingreso por Potencia (US\$)	Costo de potencia (US\$)**	Diferencia en potencia (US\$)
Diésel	1.569	116.753	116.753	-	1.234.997	1.234.997	-
Gas natural a ciclo simple	1.111.034	24.737.737	20.215.272	4.522.465	31.657.255	36.179.721	(4.522.465)
Gas natural a ciclo combinado	4.249.158	72.860.385	50.395.012	22.465.373	39.314.403	61.779.775	(22.465.373)
Hidráulica	14.779.231	218.157.099	12.798.814	205.358.285	93.168.313	298.526.598	(205.358.285)
Totales	20.140.992	315.871.974	83.525.852	232.346.123	165.374.968	397.721.091	(232.346.123)

* El costo por energía se obtiene de multiplicar el costo variable unitario por la energía producida en el año

** El costo de potencia se obtiene de multiplicar los MW instalados en el parque óptimo por el costo unitario anual

7. MANEJO DE RIESGOS

Como se ha comentado, el proceso de provisión del servicio eléctrico posee una serie de peculiaridades derivadas de la imposibilidad de almacenar electricidad a costos razonables y la existencia de un patrón de consumo cambiante en el tiempo y con un alto grado de incertidumbre, lo que genera la necesidad de coordinación y fomento de inversiones en capacidad disponible para mantener un servicio confiable y hace que el costo de proveer el suministro eléctrico sea volátil a lo largo del tiempo. En este contexto, los agentes que realizan transacciones en el mercado eléctrico, en particular los generadores, tienen que manejar importantes riesgos como la incertidumbre sobre la evolución de la demanda, la disponibilidad de capacidad de generación, pues sufren *shocks* de oferta como un año hidrológico seco o problemas en el suministro de combustible, la disponibilidad de capacidad de transmisión suficiente, debido a salida de líneas ante eventos no esperados, la posible variación en el precio de los combustibles, entre otros factores. En general, dado que los agentes son normalmente «adversos al riesgo», pues ante dos inversiones que tengan el mismo valor esperado prefieren aquella cuyo flujo de caja presenta una menor volatilidad, este riesgo tiene que ser administrado con algún mecanismo. Debe recordarse que la volatilidad de ingresos tiene una serie de consecuencias sobre los agentes que, en el caso de las empresas, incluyen un mayor riesgo de *default* o de no poder cumplir con sus obligaciones si asumen una mayor proporción de financiamiento externo, además de generar otros problemas de planeamiento y decisiones de inversión (ver Dixit y Pindyck 1994).

Antes de las reformas, la impredecibilidad y variabilidad de los costos era administrada por la empresa pública verticalmente integrada y no afectaba demasiado a los agentes del sector, pues los consumidores finales recibían un precio estable. Sin embargo, con la reforma de los sistemas eléctricos a nivel internacional, y con la separación de actividades, se han hecho necesarios otros mecanismos para manejar estos riesgos, creándose diferentes instrumentos financieros.

Contratos por diferencias

Los contratos por diferencias resultan de la interacción entre el funcionamiento de los mercados eléctricos y los contratos financieros de los generadores. En este sistema los generadores celebran un contrato a un precio fijo y asumen la diferencia entre el precio *spot* y el precio pactado cuando esta es positiva, cobran un precio menor al que podrían obtener en el mercado *spot*, mientras que la otra parte lo hace cuando esta diferencia es negativa, pagando un precio más alto que el que podrían

obtener de comprar en el mercado *spot*. A su vez, en el caso de no tener suficiente capacidad para cubrir los retiros de energía de los clientes —distribuidoras o grandes usuarios—, los generadores compran la diferencia —entre lo despachado y lo retirado por sus clientes— con el respaldo de sus contratos al mercado *spot*. Estas transacciones son las que dan lugar al nombre de «contrato por diferencias» (*contract for differences*).

Este tipo de contrato financiero es conveniente para ambas partes, los clientes finales —ya sean clientes libres o clientes regulados representados por las distribuidoras, incluso comercializadores independientes— y los generadores, pues permite a ambos reducir la variabilidad de sus pagos —clientes libres, distribuidoras o comercializadores— y de sus flujos de caja —generadores—, por lo que constituye un contrato tipo *two-way* —en ambos sentidos—. Dependiendo de qué período se trate, una de las partes estará «cubriendo» (*hedging*) a la otra y «asumiendo» la diferencia entre el precio *spot* y el precio del contrato. En los períodos en que el precio *spot* está por encima del precio del contrato, el vendedor —generador— estará «cubriendo» de altos precios *spot* al comprador —distribuidora—, pues le estará asegurando un precio más bajo del que habría obtenido sin firmar el contrato —que en este caso viene a ser el precio de comprar en el mercado *spot*—. En el caso contrario, es decir, cuando el precio *spot* está por debajo del precio del contrato, el comprador —distribuidora— estará «cubriendo» al vendedor —generador— de los bajos precios *spot* que habría obtenido de sus ventas al mercado *spot* en ausencia de un contrato (ver gráfico 3.21.).

En un caso simplificado, donde solo existe un tipo de contrato pactado al precio P_C y un solo precio *spot* P_S (abstrayendo las diferencias de precios entre nodos derivadas de la congestión y pérdidas de transmisión), este mecanismo llevará a que los beneficios de corto plazo de los generadores sean los siguientes:

$$\pi_i(P_S) = \underbrace{P_C \times Q_C}_{\text{Ingresos contrato}} + \underbrace{(Q(P_S) - Q_C) \times P_S}_{\text{Ingresos netos spot}} - \underbrace{CM \times Q(P_S)}_{\text{Costos variables}} \quad (3.52.)$$

donde:

- P_C : precio del contrato
- Q_C : cantidad contratada
- P_S : precio *spot*.
- $Q(P_S)$: cantidad producida

Los ingresos de los generadores tienen dos componentes. El primero está representado por los ingresos derivados de los contratos ($P_C \times Q_C$), los cuales se llaman *de carácter financiero*, pues responden a la obligación adquirida por el generador

con los clientes. Un segundo componente está representado por las ventas netas al mercado mayorista al precio *spot* (P_s), las cuales pueden ser positivas o negativas $(Q(P_s) - Q_c)^*P_s$.

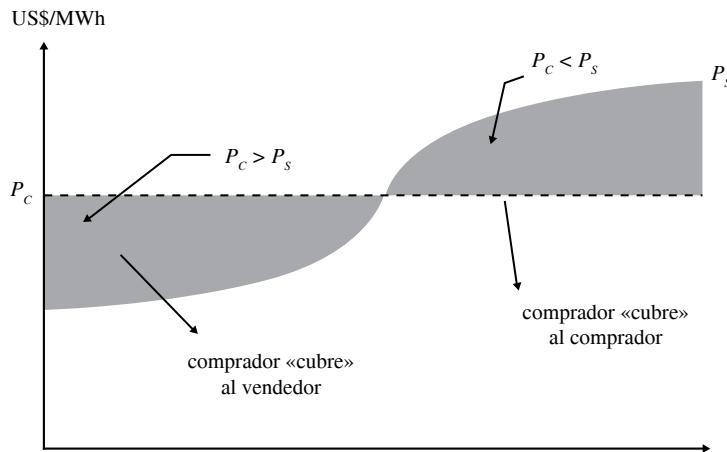
Se puede ver que, en el caso de que el generador produzca exactamente lo contratado ($Q_c = Q(P_s)$), tendrá unos beneficios variables estables iguales a $(Q_c^*P_c - CM^*Q_c)$, y eliminaría el riesgo asociado a la variabilidad del precio *spot*. En este caso, el contrato por diferencias funciona como un instrumento financiero denominado *swap*, permitiendo intercambiar un flujo de caja volátil —la venta al *spot*— por un flujo de caja más estable —la venta bajo contrato a precios preestablecidos—.

En cambio, si la cantidad que el generador produce es menor a la contratada, entonces comprará la diferencia al sistema al precio *spot* vigente, pudiendo hacerlo a un precio más caro o más barato, según la situación en la que se encuentre el sistema eléctrico y el tipo de central de que se trate. Por ejemplo, en el caso de un sistema como el peruano donde la producción en el mercado *spot* está basada en los menores costos variables de las centrales, una central hidráulica siempre producirá primero, por lo que si realiza compras al mercado *spot* será en casos de déficit de generación —años secos— y los precios a los que compra normalmente tenderán a ser mayores a los de sus contratos.

Si bien la ecuación de beneficios variables de un generador que tiene un contrato por diferencias parece sencilla, no lo es, pues existe una serie de escenarios posibles, dependiendo de la evolución del precio *spot* (P_s) —que no es único sino que cambia entre diferentes períodos— y de la cantidad producida efectivamente por la empresa $Q(P_s)$. En el apéndice 3.7. se presenta un ejemplo de estos posibles escenarios comparando incluso los resultados obtenidos con un generador que no tenga contratos y decida vender toda su energía al mercado *spot*. Un resultado de este tipo de análisis es que existirá un nivel de contratación óptimo, es decir, un porcentaje de la potencia efectiva que debe contratar el generador a fin de minimizar sus riesgos. Este porcentaje dependerá de la variabilidad de su disponibilidad como de la variabilidad del precio *spot*.

Si se considera que los precios *spot* del sistema pueden ser diferentes entre los puntos de inyección y retiro, se puede ver que los generadores asumen un riesgo adicional derivado de potenciales problemas de congestión en la operación en tiempo real del sistema, incluyendo cambios no esperados de estos precios debido a una mayor demanda, indisponibilidades no previstas, entre otras causas. Ello ha dado lugar a que especialistas como Hogan (1992) plantearan la introducción de instrumentos adicionales dentro de la ecuación de los contratos por diferencias, dirigidos a cubrir los riesgos de cambios de precios entre nodos, sugiriendo la creación de los derechos de transmisión.

Gráfico 3.21. Cobertura de la volatilidad del precio *spot* mediante un contrato por diferencias



Así, se puede considerar el siguiente caso. Un generador tiene una cantidad de energía contratada (Q_C) al precio P_C , su cliente retira energía en la barra B y el generador inyecta energía en la barra A . Los ingresos netos del generador por energía estarían dados por:

$$P_C \times Q_C + P_A \times Q_G - P_B \times Q_C \quad (3.53.)$$

donde P_A y P_B vienen a ser los precios *spot* o costos marginales instantáneos en cada una de las barras y Q_G es la energía generada por la empresa. Se puede reordenar la expresión anterior de la siguiente manera:

$$P_C \times Q_C + P_A \times (Q_G - Q_C) - (P_B - P_A) \times Q_C \quad (3.54.)$$

Como se puede ver, si el generador despachase exactamente la energía contratada, solo asumiría como riesgo-precio el valor del diferencial de precios entre las barras de retiro y de inyección por la energía contratada o despachada —en este caso iguales—. Este diferencial suele ser menor y está asociado normalmente a la existencia de congestión y valorización de las pérdidas de energía, y puede ser incorporado en el precio de los contratos. Sin embargo, esta diferencia de precios también implica un riesgo, pues puede variar desde el momento en que se realiza el contrato —en los mercados desarrollados normalmente en el mercado de día previo— y el mercado en tiempo real. Para protegerse de este riesgo surgieron los derechos de transmisión. Si bien hay diferentes propuestas de diseño de estos instrumentos, el más utilizado y discutido es el denominado «derecho financiero de transmisión» o FTR (*financial transmission right*). Estos instrumentos financieros le dan derecho a quien los compra, mediante

el pago de una prima, a cobrar del operador del sistema la diferencia de precios entre nodos que se dé en tiempo real.²⁰

Por su parte, en el contexto de la discusión sobre la remuneración de la capacidad, Pérez Arriaga *et al.* (2001) plantearon el uso de opciones de compra de energía, no solo como un mecanismo que reemplace el pago de capacidad, sino como un instrumento que sirva para manejar riesgos de compra de energía en el mercado *spot*. En este caso, solo una de las dos partes de la transacción estará cubriendo el riesgo de compra en el mercado *spot* a la otra parte, por lo que recibirá una prima por asumir este riesgo. Como se ha mencionado, esta prima se puede considerar como un pago por capacidad disponible.

Mecanismos administrativos

Existen mecanismos alternativos de estabilización de precios basados en el traspaso parcial de la volatilidad a los usuarios finales. Estos mecanismos han sido ampliamente estudiados en el caso del precio del petróleo, existiendo diferentes análisis sobre sus ventajas y desventajas relativas. A continuación se resumen los tres principales mecanismos identificados por Federico, Daniel y Bingham (2001).

Un primer mecanismo es el uso de promedios móviles, donde los precios se basan en un promedio móvil de precios *spot* pasados, interviniéndose ante cualquier tipo de cambio de precios, si es que el valor corriente del precio no coincide con el promedio de los valores pasados. En este mecanismo, todas las variaciones de precios, sean grandes o pequeñas, se transmiten, aunque de manera gradual.

²⁰ En el apéndice 3.8. se muestra un ejemplo de cómo funciona este instrumento financiero en un caso sencillo. Se sugiere revisar el capítulo 4 sobre transmisión dado que los FTR se basan en precios marginales locales. En Joskow y Tirole 2000 y 2005 se discuten algunos problemas del uso de los derechos financieros de transmisión tanto en el manejo de riesgos como en el fomento de inversiones basadas en el mercado. Ello debido a que sus ventajas dependen de ciertos supuestos, cuya relajación puede generar significativas ineficiencias. Entre las características a tomar en cuenta se encuentran: 1) existencia de poder de mercado en el mercado mayorista, 2) indivisibilidades de las oportunidades de inversión, 3) atributos estocásticos sobre las redes de transmisión y problemas en la definición de propiedad, 4) conductas estratégicas de los inversionistas en transmisión, y 5) problemas relativos a la coordinación de los sistemas. Existen otras alternativas planteadas para el manejo de la congestión como los precios zonales —separar el sistema en zonas en cuyo interior la congestión es mínima y zonas con las que ha existido históricamente congestión— y los *flowgates* —basados en el flujo factible en determinadas líneas—. Un análisis de este debate se puede consultar en Alvarado y Oren 2000.

Sin embargo, este mecanismo tiene algunas desventajas, ya que requiere una constante intervención estatal, y el ajuste es lento, tanto a subidas como a caídas de los precios internacionales. Mientras más largo sea el período del promedio, el ajuste será más lento, logrando una mayor «suavización» de la serie de precios —los *shocks* se incorporan de manera rezagada al precio, y solo en parte, debido a que se promedian con valores anteriores a él—. En este sentido, durante largos períodos de incrementos de precios, se debe financiar un precio doméstico constantemente por debajo del precio internacional —la situación se revierte ante una caída sostenida del precio internacional—. Por lo tanto, en períodos de alta volatilidad, la intervención estabilizadora se intensifica. La discrecionalidad se reduce a escoger el número de períodos que se deben incluir en el cálculo del promedio móvil.

Un segundo tipo de mecanismo son las reglas tipo «gatillo» (*trigger*), donde los precios se ajustan al precio *spot* solo cuando se sobrepasa cierta banda, fijada previamente. Dentro de la banda, el precio permanece fijo en el nivel central de la misma, para lo cual se utilizan recursos para la estabilización. Este mecanismo evita fluctuaciones menores en el precio y transmite las variaciones importantes —que salen de la banda— de precios internacionales. Transmite únicamente *shocks* grandes, mientras que el resto es asumido por el programa de estabilización de precios.

La intervención estatal se reduce a variaciones pequeñas —no obstante, la suavización de fluctuaciones pequeñas suele ser realizada en forma independiente por los propios agentes—. Durante períodos de alta volatilidad, el Estado no asume un rol estabilizador si es que los cambios son suficientemente grandes. Dado que no se financian grandes desvíos respecto de precios internacionales, las intervenciones estatales nunca llegan a ser demasiado grandes. La discrecionalidad del gobierno se manifiesta en la elección del tamaño de la banda, o en la actualización del valor central de la misma.

Un tercer tipo de mecanismo consiste en el uso de bandas de precios. En este caso los precios solo pueden variar libremente dentro de una banda fijada previamente. Fuera de ella, se interviene para mantener los precios al nivel del límite —superior o inferior— de la banda. A veces se combina con alguna regla para actualizar el valor del centro de la banda, en caso de variaciones grandes o prolongadas. Este mecanismo evita grandes fluctuaciones en precios domésticos y transmite íntegramente las variaciones pequeñas de precios internacionales. Si existe un mecanismo de actualización de la banda, los *shocks* persistentes —no necesariamente permanentes— son transmitidos a los precios domésticos.

Sin embargo, este mecanismo requiere de intervención estatal en períodos de alta volatilidad de precios internacionales. En este sentido, durante períodos de alta volatilidad de precios es probable que la carga de estabilización de precios sea

altamente intensiva en recursos. Dada la naturaleza de las series de precios de petróleo —alta persistencia de *shocks*—, es probable que un sistema de bandas rígido, que no incluya un mecanismo de actualización del centro de la banda, tenga que incurrir en fuertes gastos para financiar largos desvíos de los márgenes de la banda. Al igual que en el caso de las reglas tipo gatillo, la discrecionalidad del gobierno se manifiesta en la elección del tamaño de la banda, o en la actualización del valor central de la misma.

Las tres categorías descritas no son enteramente excluyentes, sino que es posible obtener reglas que sean combinaciones de estas. Por ejemplo, puede obtenerse una regla de bandas de precios que actualice el valor central de la banda cada cierto tiempo hacia un promedio móvil de las semanas anteriores. Naturalmente, hay que considerar que en este caso las ventajas y desventajas de la regla pueden diferir de las descritas para cada regla particular, por lo que se requiere de una evaluación específica de cada sistema.

8. DESPACHO ECONÓMICO²¹

En los sistemas eléctricos se requiere mantener un equilibrio permanente entre oferta y demanda dado que la electricidad no se puede almacenar a costos razonables, por lo que se deben tomar decisiones económicas de operación en el corto plazo teniendo en la cuenta la demanda esperada en cada momento y la capacidad disponible de cada tipo de tecnología, además de otras restricciones como la capacidad de transmisión entre nodos. A este problema se le conoce como *despacho económico*, el cual se planteará en este subcapítulo para sistemas eléctricos puramente térmicos y sistemas hidrotérmicos, sin incluir las restricciones de transmisión, cuyas consecuencias sobre la operación de los sistemas eléctricos se discutirán en el capítulo 4.

Si el parque generador es solamente térmico, entonces las decisiones de producción a mínimo costo básicamente consisten en ordenar de menor a mayor costo a las diferentes centrales para satisfacer la demanda en cada período de tiempo. En el caso de sistemas hidrotérmicos, la posibilidad de almacenar el agua hace que las decisiones óptimas ya no sean independientes del tiempo, y por lo tanto hace necesario que se requieran otras técnicas de optimización como los modelos de programación dinámica.

²¹ Este subcapítulo sigue a Pereira, Campodónico y Kelman 1998.

Sistemas térmicos

En el caso de los sistemas puramente térmicos el problema de optimización es el siguiente:

$$\begin{aligned}
 z_t &= \text{Min} \sum_{j=1}^J c(j) g_t(j) \\
 &\text{sujeto a:} \\
 \sum_{j=1}^J g_t(j) &= d_t \quad (I) \\
 g_t(j) &\leq \bar{g}(j) \quad (II)
 \end{aligned} \tag{3.55.}$$

donde:

- z_t : suma de los costos de operación del sistema en el período t
- $c(j)$: costo unitario de operación de la central j
- d_t : la carga o demanda del sistema en el período t
- $g(j)$: la producción de energía de la central j
- $\bar{g}(j)$: la capacidad máxima de generación de la central j

La restricción I expresa el balance entre la oferta —suma de la producción de las centrales— y la demanda del sistema, mientras que la restricción II indica que la producción de cada central no debe superar los límites de capacidad de generación.

Tomemos un ejemplo sencillo. Si se requiere abastecer 15 MW de demanda en la hora fuera de punta y 25 MW en la hora punta y se tienen los siguientes datos:

Cuadro 3.7. Ejemplo de despacho en sistemas térmicos

Central	Capacidad disponible	Costo variable o precio declarado
Central 1	10 MW	US\$ 5 por MWh
Central 2	8 MW	US\$ 10 por MWh
Central 3	15 MW	US\$ 20 por MWh

En este caso se ordena a las centrales de menor a mayor costo hasta que lleguen a su límite de capacidad. Se puede ver que para la hora fuera de punta la suma de las capacidades de las dos centrales más baratas es 18 MW lo que es mayor a la demanda (15 MW), por lo que la última en despachar es la central con costo variable de 10 MWh, siendo este el costo marginal de este bloque horario. En la hora punta la demanda supera los 18 MW, por lo que debe entrar la tercera central y por lo tanto esta se convierte en la central marginal, por lo que el costo marginal en este período es de US\$ 20 por MWh.

Este mismo resultado se puede obtener planteando el problema formalmente y resolviéndolo mediante la técnica estándar de optimización con restricciones, es decir, a través del planteamiento del problema lagrangiano asociado. El problema planteado formalmente será el siguiente:

$$\begin{aligned}
 & \text{Min } (c_1g_1 + c_2g_2 + c_3g_3) \\
 & \text{sujeto a:} \\
 & g_1 + g_2 + g_3 = d \\
 & g_1 \leq \bar{g}_1 \\
 & g_2 \leq \bar{g}_2 \\
 & g_3 \leq \bar{g}_3
 \end{aligned} \tag{3.56.}$$

El problema lagrangiano asociado se presenta a continuación:

$$\begin{aligned}
 L(g_1, g_2, g_3, \lambda, \mu_1, \mu_2, \mu_3) = & \text{Min } (c_1g_1 + c_2g_2 + c_3g_3) + \lambda(d - g_1 - g_2 - g_3) \\
 & + \mu_1(\bar{g}_1 - g_1) + \mu_2(\bar{g}_2 - g_2) + \mu_3(\bar{g}_3 - g_3)
 \end{aligned} \tag{3.57.}$$

donde λ es el multiplicador de Lagrange de la restricción de satisfacción de la demanda, el cual se puede interpretar como el incremento marginal en los costos ante un incremento de la demanda en el óptimo, y μ_1, μ_2, μ_3 son los multiplicadores de las restricciones de capacidad de las centrales, los cuales se interpretan como la reducción marginal en el costo total asociada a un incremento de la capacidad de generación de cada tipo de central.²² Reemplazando los valores del ejemplo para la demanda punta tenemos:

$$\begin{aligned}
 L(g_1, g_2, g_3, \lambda, \mu_1, \mu_2, \mu_3) = & \text{Min } (5g_1 + 10g_2 + 20g_3) + \lambda(25 - g_1 - g_2 - g_3) \\
 & + \mu_1(10 - g_1) + \mu_2(8 - g_2) + \mu_3(15 - g_3)
 \end{aligned} \tag{3.57}$$

Las condiciones de primer orden son las siguientes:

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial L}{\partial g_1} &= 5 - \lambda - \mu_1 = 0 \rightarrow \lambda = 5 - \mu_1 \\
 \frac{\partial L}{\partial g_2} &= 10 - \lambda - \mu_2 = 0 \rightarrow \lambda = 10 - \mu_2
 \end{aligned}$$

²² Para una explicación de la resolución de un problema de optimización con restricciones y del significado de los multiplicadores de Lagrange, véase el capítulo 4 de Lancaster 1968. Sobre la resolución de problemas de optimización con restricciones de desigualdad y las condiciones de Kuhn-Tucker, véase el capítulo 13 de Chiang y Wainwright 2005. Este tipo de problemas se puede plantear y solucionar sin mayor dificultad usando la herramienta «Solver» de Microsoft Excel (ver Winston 2004 para el uso de «Solver» y su aplicación a diferentes problemas de investigación de operaciones).

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial L}{\partial g_3} &= 20 - \lambda - \mu_2 = 0 \rightarrow \lambda = 20 - \mu_2 \\
 \frac{\partial L}{\partial \lambda} &= 25 - g_1 - g_2 - g_3 = 0 \\
 \frac{\partial L}{\partial \mu_1} &= 10 - g_1 \leq 0 \\
 \frac{\partial L}{\partial \mu_2} &= 8 - g_2 \leq 0 \\
 \frac{\partial L}{\partial \mu_3} &= 15 - g_3 \leq 0
 \end{aligned}$$

Puesto que los multiplicadores μ_1 , μ_2 y μ_3 están asociados a las restricciones de desigualdad, es necesario analizar si ellas están limitando o no en el óptimo (es decir, si las restricciones se están cumpliendo con igualdad), para lo cual es necesario analizar las condiciones de Kuhn-Tucker teniendo en cuenta que en el óptimo el problema lagrangiano debe ser equivalente al problema original.²³ En este caso, ello implica que se deben cumplir adicionalmente las siguientes condiciones:

$$\mu_1(10 - g_1) = \mu_2(8 - g_2) = \mu_3(15 - g_3) = 0 \quad (3.58.)$$

Como vimos antes, estas condiciones se cumplen en el caso de las centrales 1 y 2 puesto que están despachando a su mayor capacidad, por lo que en estos dos casos este multiplicador es negativo, e igual a la diferencia de costos entre las centrales 3 y 1 ($\mu_1 = -15$) y las centrales 3 y 2 respectivamente ($\mu_1 = -10$), puesto que un incremento de la capacidad de generación de estas centrales reducirá marginalmente los costos totales. La tercera central todavía tiene capacidad excedentaria, por lo que el cumplimiento de la restricción 3.58. implica que el multiplicador sea igual a cero. Por su parte, λ es igual a US\$ 20 por MWh, puesto que ante un incremento de la demanda el costo total se incrementará en el costo marginal de la tercera central, pues será esta la que debe abastecer los incrementos de la demanda. El costo total es de 270 dólares.

Este tipo de análisis se vuelve más relevante conforme se hace más complejo el problema de optimización al introducirse restricciones adicionales como la existencia de mínimos operativos en las centrales y de costos marginales que no sean constantes.²⁴ En este último caso un resultado interesante del proceso de maximización es que si las restricciones de capacidad no están limitando, la maximización implicará,

²³ Es decir, que en el óptimo debe cumplirse que: $L(g_1^*, g_2^*, g_3^*, \lambda, \mu_1, \mu_2, \mu_3) = f(g_1^*, g_2^*, g_3^*) = c_1 g_1^* + c_2 g_2^* + c_3 g_3^*$

²⁴ La existencia de mínimos operativos y de indivisibilidades de planta tiene consecuencias sobre el despacho óptimo y las inversiones. Una discusión de este tema se puede ver en Fischer y Serra 2003.

en el óptimo, que el costo marginal de producir una unidad adicional de demanda deberá ser igual entre todas las centrales. Un ejemplo en este sentido se puede ver en el apéndice 3.2.

Sistemas hidrotérmicos

El objetivo en este caso es minimizar el costo operativo total esperado en cada período t , sujeto a las restricciones de capacidad y eficiencia en el uso de recursos:

$$Z_t = \text{Min} \sum_{j=1}^J c(j)g_t(j) + \alpha_{t+1}(v_{t+1}) \quad (3.59.)$$

El costo inmediato en la ecuación es dado por los gastos de operación térmica en la etapa t :

$$\sum_{j=1}^J c(j)g_t(j) \quad (3.60.)$$

El costo futuro está representado por la función $\alpha_{t+1}(v_{t+1})$, la cual indica que este depende de v_{t+1} , que es el nivel de agua almacenada al final de la etapa t (inicio de la etapa $t+1$).

En el caso donde existe solo una planta hidráulica con capacidad de almacenar agua, este problema de optimización se puede expresar de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & c_t(\rho\mu_t) + \alpha_{t+1}(v_{t+1}) \\ \text{sujeto a:} \quad & \\ & v_{t+1} = v_t - u_t - s_t + a_t \quad (I) \\ & v_{t+1} \leq \bar{v} \quad (II) \\ & u_t \leq \bar{u} \quad (III) \end{aligned} \quad (3.61.)$$

donde la restricción I expresa cómo cambia el volumen de agua almacenado de un período a otro. Así, v_{t+1} es la suma del nivel de almacenamiento en el período anterior (v_t) menos el flujo de agua turbinada (u_t) menos el flujo de agua desperdiciado en el período t (s_t). La restricción II indica que no se puede superar la capacidad máxima de almacenamiento, pues de lo contrario habrá vertimiento de agua e incluso daño al medio ambiente. La restricción III indica que el flujo de agua turbinada no puede superar la capacidad máxima de procesamiento de la turbina. La expresión $c_t(\rho\mu_t)$ representa los costos de operación térmica en función de la decisión de generación hidráulica, puesto que la producción térmica se calcula de manera residual dependiendo

de cuanto se ha haya decidido producir en cada período con las centrales hidráulicas. Esta función es implícitamente calculada como:

$$c_t(\rho u_t) = \min \sum_{j=1}^J c(j) g_t(j)$$

sujeto a:

$$\sum_{j=1}^J g_t(j) = d_t - \rho u_t \quad (I)$$

$$g_t \leq \bar{g} \quad (II) \quad (3.62.)$$

Las restricciones impuestas están referidas al balance de energía (I), que indica que la producción térmica debe ser igual a la demanda menos la producción hidráulica, la cual viene a ser el producto del coeficiente tecnológico ρ (MWh por hectómetro cúbico) por el flujo de agua turbinada u_t (medida en hectómetros cúbicos), y a que la producción de cada central térmica no supere sus límites de capacidad (II).

Una idea gráfica de la forma como se encuentra el nivel óptimo de almacenamiento se presenta en el gráfico 3.22. Si se consideran solo dos períodos, y se tiene como variable de decisión el nivel de embalse al final del primer período (E), el problema del operador va a consistir en minimizar el costo total de producción en los dos períodos (CT), el cual es la suma del costo operativo inmediato (COI) y el costo operativo futuro (COF).

$$\min CT(E) = COI(E) + COF(E) \quad (3.63.)$$

Derivando respecto al nivel de embalse e igualando a cero —condición de primer orden— tenemos:

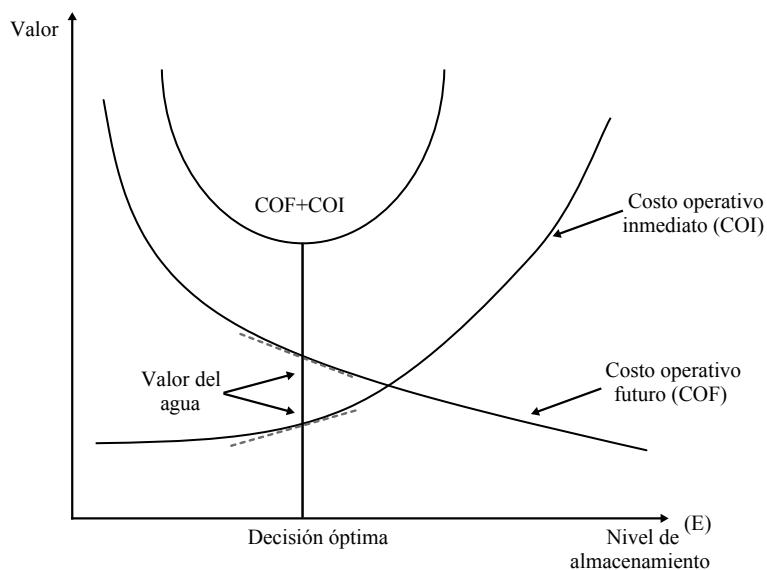
$$dCT(E) = \frac{dCOI(E)}{dE} + \frac{dCOF(E)}{dE} = 0 \quad (3.64.)$$

Despejando obtenemos que, en el óptimo, la reducción marginal del costo futuro asociada a un mayor nivel de embalse en el futuro debe ser igual al incremento marginal en el costo actual derivado de tener un menor nivel de embalse en el presente y usar a los generadores térmicos. El valor absoluto de estas derivadas es conocido como el *valor del agua* y alude al costo de oportunidad del uso del agua en la operación de sistemas hidrotérmicos.²⁵

$$\frac{dCOI(E)}{dE} = - \frac{dCOF(E)}{dE} = |Valor del Agua| \quad (3.65.)$$

²⁵ Este valor no tiene en cuenta los otros potenciales usos del agua embalsada sino que está referido solo al impacto de mantener determinado nivel de embalse sobre los costos de operación del sistema.

Gráfico 3.22. Volumen de almacenamiento óptimo en el despacho hidrotérmico



Fuente: Pereira, Campodónico y Kelman 1998

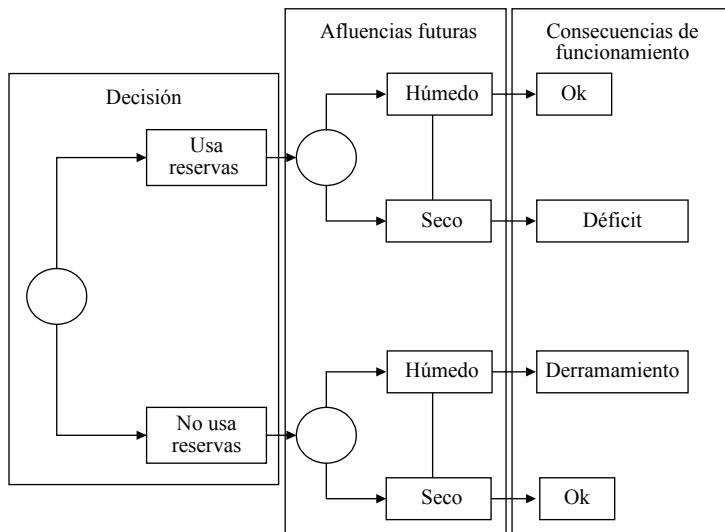
El despacho en un sistema hidrotérmico también se puede ilustrar mediante un árbol de decisiones, a fin de identificar los potenciales resultados de cada decisión (ver gráfico 3.23.).

Por ejemplo, una decisión subóptima sería almacenar un determinado nivel de agua para el siguiente período previendo la ausencia de lluvias y que al final existan lluvias abundantes, y por lo tanto ocurra un vertimiento de agua en los embalses. En este caso se podría haber almacenado menos agua y reducido el costo del período actual. Sin embargo, estas decisiones son complicadas debido a las dificultades para prever fenómenos como las lluvias, por lo que se requiere un continuo monitoreo de estas variables.

Estos problemas se suelen resolver con técnicas de programación dinámica que utilizan el principio de optimalidad de Bellman a fin de encontrar la trayectoria óptima de la cantidad de agua por embalsar en cada período.²⁶

²⁶ El principio de optimalidad indica que dado el estado actual de un problema de programación dinámica, la decisión óptima para cada uno de los estados restantes no debe depender de los estados previamente alcanzados o de las decisiones previamente tomadas.

Gráfico 3.23. Árbol de decisiones en el despacho hidrotérmico



Fuente: Pereira, Campodónico y Kelman 1998

Veamos un ejemplo muy simplificado de la forma como se deben tomar las decisiones de operación de los sistemas hidrotérmicos. Tenemos dos plantas, una termoeléctrica con costo marginal de US\$ 20 por MWh y una central hidroeléctrica con capacidad de almacenar agua. Imaginemos que la demanda es de 1 MWh y se cubre con solo una de ellas.

En el gráfico 3.24. se muestra el costo total esperado de las decisiones de almacenamiento de agua —sin considerar una tasa de descuento intertemporal— para los dos períodos. Este se obtiene sobre la base del análisis de los costos esperados si hay disponibilidad de agua en el sistema —lluvias— en el siguiente período y si se ha decidido almacenar o no agua en el sistema. Si se asume que la probabilidad de que llueva es de un medio, se tendría un costo esperado igual a 10 si se dejó vacío el embalse y de 20 si se dejó lleno (ver cuadro 3.8.).

Cuadro 3.8. Ejemplo de cálculo de costos en despacho hidrotérmico

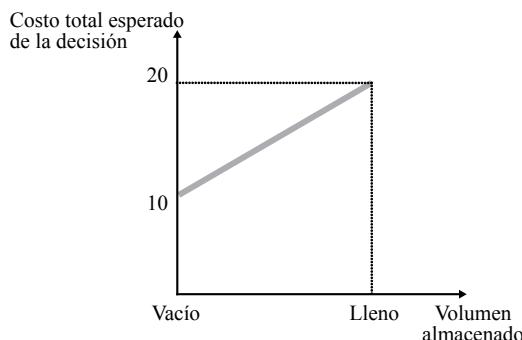
Si hay agua (si llueve)	Costo actual	Costo futuro	Costo total (US\$ por MWh)	Si no hay agua (si no llueve)	Costo actual	Costo futuro	Costo total (US\$ por MWh)
Vacio	0	0	0	Vacio	0	20	20
Lleno	20	0	20	Lleno	20	0	20

Decisión	Costo esperado total (US\$ por MWh)
Vacio	10
Lleno	20

Fuente: OSINERGMIN

Ello significa que se debe atender la demanda con la central hidroeléctrica en este período y que el costo marginal de abastecimiento de ambos períodos será igual a US\$ 10 por MWh. En este caso, solo si la probabilidad de que llueva fuera nula sería conveniente no utilizar la central hidroeléctrica en el período actual. Sin embargo, en la operación real de los sistemas hidrotérmicos estas decisiones se tienen que tomar para varios períodos, por lo que la probabilidad de que existan lluvias cuando se ha tomado la decisión de almacenar agua y no usarla en los períodos anteriores tiene mayores implicancias sobre las decisiones de operación del sistema. Adicionalmente, se suele introducir la restricción de dejar un nivel de almacenamiento de agua al final del período de decisión. Un análisis detallado del problema del despacho hidrotérmico se puede encontrar en el capítulo 7 de Wood y Wollenberg (1996), EGEM S.A. (1996) y Cámac (1994).

Gráfico 3.24. Costo de las decisiones de almacenamiento de agua



9. EJERCICIO DEL PODER DE MERCADO Y EL ROL DE LOS CONTRATOS

Como se mencionó en el subcapítulo 2 del primer capítulo, en los últimos años se han aplicado algunas herramientas desarrolladas en el análisis de competencia al sector eléctrico. Entre los estudios realizados destacan los que aplican el enfoque de *Supply Function Equilibria* a los mercados mayoristas de electricidad, principalmente Green y Newbery (1992), Newbery (1998) y Green (1999). En estos documentos

se analiza el comportamiento del mercado eléctrico inglés considerando que, en un contexto donde se requiere realizar ofertas para demandas cambiantes a lo largo del día, sus estrategias se pueden modelar mediante la generación de funciones de oferta óptimas para cada nivel de demanda. En los dos últimos *papers* se incluye la interacción entre el mercado *spot* y el mercado de contratos financieros, siendo uno de los resultados importantes que las empresas que están completamente contratadas tenderán a ofertar costos marginales en el mercado *spot* debido al riesgo de tener que comprar más caro en la bolsa de energía si no son despachadas. La derivación de este resultado se puede realizar de una forma simplificada usando el modelo de competencia a lo Cournot presentado en el subcapítulo 2 del primer capítulo.

Derivación del índice de Lerner con contratos bilaterales

Se considera una empresa i cuya producción (q_i) cubre las cantidades que ha pactado en contratos de venta con sus clientes (Q_C) a un precio (P_C), y la diferencia entre la cantidad que produce y la contratada ($q_i - Q_C$) la puede vender al mercado al precio *spot* (P_s), el cual podría ser mayor o menor al precio pactado en el contrato.

Bajo este contexto, los ingresos de la firma (IT_i) quedan expresados como:

$$IT_i = Q_C P_C + (q_i - Q_C) P_s (Q_p) \quad (3.66.)$$

donde:

- Q_C : cantidad pactada en el contrato
- P_C : precio pactado en el contrato
- P_s : precio *spot* o precio del mercado
- q_i : cantidad total producida por la firma
- Q_T : cantidad total producida en el mercado $\left(Q_T = \sum_{i=1}^N q_i \right)$

Se considera que la firma se encuentra en el largo plazo y tiene la siguiente estructura de costos:

$$CT_i = CMg \times q_i \quad (3.67.)$$

donde:

- CMg : costo marginal
- q_i : cantidad total producida por la firma

Asumiendo que la cantidad contratada (Q_C) y el precio acordado en el contrato (P_C) son independientes del precio de mercado o precio *spot* (P_s), que el costo marginal de la firma (CMg) es independiente de la cantidad producida, y que la firma puede ejercer influencia negativa en el precio *spot* a través de una mayor cantidad vendida

(formalmente $P_s(Q_T)$ o demanda inversa), los beneficios de la firma i ($\pi_i = ITi - CT_i$) quedarían expresados de la siguiente manera:

$$\pi_i(Q) = P_c \times Q_c + (q_i - Q_c) \times P_s(Q_T) - CMg \times q_i \quad (3.68.)$$

La empresa maximiza beneficios cuando:

$$\frac{\partial \pi_i}{\partial q_i} = P_s + (q_i - Q_c) \frac{\partial P_s}{\partial Q_T} \frac{\partial Q_T}{\partial q_i} - CMg = 0 \quad (3.69.)$$

Con el fin de obtener una expresión en términos de la elasticidad de la demanda (ε), y luego el índice del Lerner (L_i), consideramos en primer lugar que $\partial Q_T / \partial q_i = 1$ (competencia a lo Cournot) y multiplicamos y dividimos el segundo término de la ecuación (3.69.) por q_i / P_s de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} P_s(Q_T) + (q_i - Q_c) \underbrace{\frac{\partial P_s}{\partial q_i} \frac{q_i}{P_s} \frac{P_s}{q_i}}_{1/\varepsilon} - CM = P_s(Q_T) + \frac{(q_i - Q_c)}{q_i} \cdot \frac{1}{\varepsilon} \cdot P_s - CMg = 0 \\ \underbrace{\frac{P_s(Q_T) - CMg}{P_s(Q_T)}}_{L_i} = - \underbrace{\frac{(q_i - Q_c)}{q_i}}_{ss} \cdot \frac{1}{\varepsilon} \quad \Rightarrow \quad L_i = - \frac{ss}{\varepsilon} \end{aligned} \quad (3.70.)$$

donde:

- $L_i = \frac{P_s(Q_T) - CMg}{P_s(Q_T)}$: índice de Lerner de la firma i en un contexto de contratos bilaterales
- $ss = \frac{q_i - Q_c}{q_i}$: porcentaje de producción de la firma i colocada en el mercado *spot* en un contexto de contratos bilaterales

Si $ss = 0$ —es decir, si el porcentaje de la cantidad producida destinada al mercado *spot* es cero—, el índice de Lerner L_i sería igual a cero. Esto significa que en un contexto donde las firmas comercializan su producción mediante contratos bilaterales a futuro estas no tienen incentivos para ejercer poder de mercado —es decir, para modificar sus niveles de producción con el objetivo de influir sobre el precio *spot*—.

Por ejemplo, si la demanda tiene elasticidad unitaria ($\varepsilon = -1$) y la firma vende el 70% de su producción mediante contratos bilaterales y el 30% restante lo vende en el mercado *spot*, entonces $ss = 30\%$, y el índice de Lerner (L_i) y el *mark-up* (v_i) serían:

$$L_i = - \frac{ss}{\varepsilon} = - \frac{30\%}{-1} = 30\% \quad v_i = \frac{L_i}{1 - L_i} = \frac{30\%}{1 - 30\%} = 42,9\%$$

En este contexto, la firma i tendría incentivos para ejercer poder de mercado reflejándose dicha influencia en un *mark-up* de 42,9% (para la demostración de la relación *mark-up* - índice de Lerner ver apéndice 1.B).

Si la demanda es elástica ($\varepsilon = -1,5$) y la firma vende el 10% de su producción mediante contratos bilaterales y el 90% restante lo vende en el mercado *spot*, entonces $ss = 90\%$, y el índice de Lerner (L_i) y el *mark-up* (v_i) serían:

$$L_i = -\frac{ss}{\varepsilon} = -\frac{90\%}{-1,5} = 60\% \quad v_i = \frac{L_i}{1-L_i} = \frac{60\%}{1-60\%} = 150\%$$

En este contexto, aun cuando la demanda tiene alguna elasticidad, si la firma destina poco porcentaje de su producción a los contratos bilaterales, esta tendría incentivos para ejercer poder de mercado reflejándose dicha influencia en un *mark-up* de 150%.

La relación entre el nivel de contratos y el ejercicio de poder de mercado ha sido analizada por Wolfram (1999) en el *pool* inglés (ver el capítulo 6 para una descripción de este proceso de reforma), encontrándose que no habría sido tan fuerte como lo predicen los modelos teóricos. Por otra parte, De la Cruz y García (2002) analizan con esta lógica las estrategias de los generadores en el mercado eléctrico peruano.

Ejercicio del poder de mercado en los sistemas hidrotérmicos

En los sistemas eléctricos puramente térmicos el ejercicio del poder de mercado suele estar asociado con analizar las ofertas de precios y cantidades de los generadores en los diferentes mercados de corto plazo teniendo en cuenta el rol de los niveles de contratación asumidos, la influencia de las restricciones de transmisión y otros aspectos. Como se mencionó, se pueden realizar mediciones *ex post* del ejercicio del poder en determinados períodos (Wolfram 1999) como simulaciones de lo que pasaría, por ejemplo, si se liberalizara un sistema eléctrico en particular. Las medidas por tomarse para mitigar el poder de mercado consisten principalmente en imponer niveles tope a las ofertas de los generadores.

Sin embargo, en los sistemas hidrotérmicos surge una complicación adicional que está relacionada con la capacidad de los generadores hidroeléctricos que pueden embalsar agua y usar estratégicamente sus niveles de almacenamiento para incrementar sus beneficios a lo largo del tiempo. La forma como se toman estas decisiones en un análisis de teoría de juegos se puede ver en Villar (2002) y Arellano (2004). En este último documento se analiza la posibilidad de liberalizar el mercado eléctrico chileno, donde si bien existe libre entrada a la generación, los precios son

calculados con procedimientos administrativos, concluyéndose que esta traería importantes pérdidas de bienestar por el potencial ejercicio del poder de mercado de los generadores.

Ejercicio del poder de mercado mediante decisiones de inversión

Tal como mencionan Pineau y Murto (2002), en el análisis de competencia de los mercados eléctricos no se ha trabajado suficientemente el análisis de las decisiones de inversión de las empresas, considerándose que en el largo plazo la competencia funcionará y se logrará la adecuación de la oferta de electricidad. Sin embargo, dado que las decisiones de inversión y fijación de precios no son dictadas por un planificador centralizado y tienen implicancias sobre el ejercicio del poder de las empresas, algunos autores como Smeers (1997) han argumentado sobre la necesidad de un análisis del comportamiento de las empresas en un entorno dinámico.

Un primer estudio donde se analizaron estos problemas fue realizado por Von der Fehr y Harbord (1997), quienes desarrollaron un modelo en dos etapas donde las empresas eligen primero el monto a invertir y en una segunda etapa compiten en precios. Estos autores encontraron que las empresas tenderían a subinvertir para incrementar su poder de mercado y que la inversión tenderá a concentrarse en tecnologías especializadas cuyos costos marginales les otorguen ventajas en el proceso de formación de precios en el mercado *spot*.

Este enfoque fue aplicado al caso peruano por Dammert, García y Quiso (2005), donde se modela cómo las empresas pueden ejercer el poder de mercado en el sector eléctrico postergando sus decisiones de inversión, tal como haría un monopolista, cuando existe un mecanismo de regulación de precios basado en proyecciones de costos como el usado en el caso peruano (ver el capítulo 6 para un análisis de la reforma del sistema eléctrico peruano).

10. COMENTARIOS FINALES

La generación eléctrica presenta una serie de características que la distinguen de otras actividades. En primer lugar, dada la dificultad de almacenarla y las variaciones en el consumo de electricidad durante el día, se requiere una combinación de tecnologías —hidroeléctricas, generadoras a ciclo simple y ciclo combinado, entre otras— para abastecer electricidad con eficiencia. En segundo lugar, las tarifas óptimas de generación son función de los costos marginales —precio de energía— que varían según la demanda a lo largo del día, así como de un cargo de capacidad —precio de potencia—, este último con objeto de cubrir los costos del parque generador.

Desde el punto de vista de la regulación de los precios de generación eléctrica, en algunos sistemas esta se realiza mediante procedimientos administrativos basados en el cálculo de costos futuros de producción estimados, mientras que en otros se permite que estos sean determinados por el mercado, ya sea a través de licitaciones de mediano plazo o por el libre juego de la oferta y demanda en el mercado *spot*. Además, dada la variabilidad de la demanda y los riesgos de abastecimiento, en algunos sistemas se establece a los generadores un requisito de asegurar capacidad de reserva, mientras que en otros sistemas se permite que esta capacidad sea determinada por el mercado, aunque con fluctuaciones significativas del precio de electricidad.

En este capítulo se han revisado los principales aspectos de la regulación económica de la actividad de generación tratando de resaltar las peculiaridades que posee respecto a otras actividades donde puede introducirse competencia y cómo ello ha llevado al diseño de diferentes mecanismos regulatorios que buscan lograr niveles de inversión en capacidad de generación adecuados y una operación eficiente y segura del sistema eléctrico. De la discusión de estos temas queda claro que las soluciones adoptadas no son únicas y que la magnitud de los problemas depende también de las particularidades de cada sistema eléctrico. Sin embargo, algunas lecciones tienen una aplicación general, como la necesidad de que un parque generador posea una combinación de tecnologías de generación si se quiere reducir los costos y mejorar la confiabilidad del suministro, y que la operación de los generadores en un entorno más desregulado hace necesario el uso de una serie de mecanismos que les permitan manejar los riesgos intrínsecos a la operación en el sector eléctrico.

APÉNDICE 3.1. COSTOS MEDIOS Y FACTOR DE PLANTA

De acuerdo a Stoft (2002), existen dos formas de expresar los costos medios de la producción de electricidad (en US\$ por MWh):

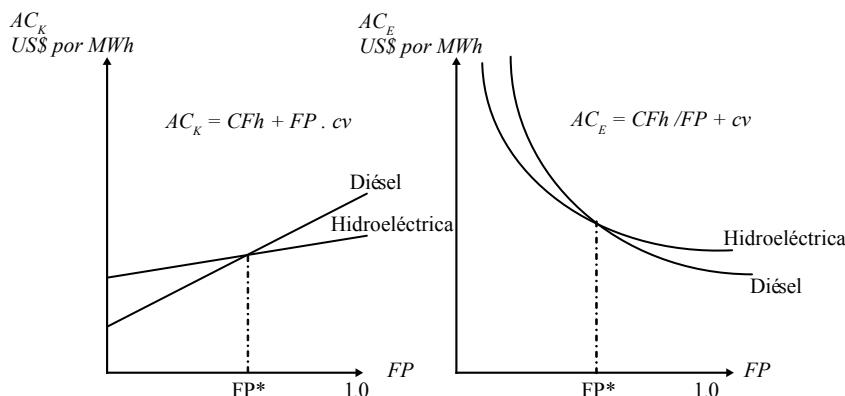
$$AC_K = CFh + FP \cdot cv \text{ (costo medio de capacidad)}$$

$$AC_E = CFh/FP + cv \text{ (costo medio de energía)}$$

Donde:

- CFh : costo fijo unitario, definido como el costo fijo anual (CF) entre el número de horas del año ($CF / 8.760$)
- FP : factor de planta
- cv : costo variable unitario (US\$/MWh)

Gráfico 1. Costos medios de energía y costos medios de potencia



Fuente: Stoft 2002

Nótese que cuanto mayor es el factor de planta mayor es el costo medio de la capacidad debido a que es necesario cubrir un mayor costo variable. A su vez, cuanto mayor es el factor de planta menor es el costo medio de la energía debido a que el costo fijo anual se reparte entre un mayor número de horas de operación, por lo que posee un mayor sentido económico. Existe un factor de planta al que le es indiferente utilizar una central a diésel o hidroeléctrica, y es aquel al que se igualan los costos medios de capacidad o energía de ambas centrales.

A modo de ejemplo, tomemos el caso de la comparación a nivel de costos medios de energía entre una central hidroeléctrica y una central a diésel con los costos fijos y costos variables unitarios indicados en la tabla adjunta, para factores de planta (FP) de 10% y 90%. La comparación de los costos medios para estas dos tecnologías en estos casos se presenta en el cuadro 1.

Cuadro 1. Costos medios para diferentes factores de planta

Tipo de central	Costo fijo anual (CF) US\$/MW-áño	Costo fijo unitario (CFh) US\$/MWh	Costo variable unitario (cv) US\$/MWh	Costo medio de energía para $FP=10\% (AC_E)$ US\$/MWh	Costo medio de energía para $FP=90\% (AC_E)$ US\$/MWh
Diésel	40.000	4,6	50	95,7	55,1
Hidroeléctrica	100.000	11,4	0	114,2	12,5

Como se puede apreciar, ante un bajo factor de planta el costo medio en energía es menor para el caso de la central a diésel frente al caso de la central hidroeléctrica, sucediendo lo contrario cuando el factor de planta es alto, debido a que el mayor costo fijo anual de la hidroeléctrica se divide en un mayor número de horas de utilización al año y los costos variables no sufren mayor incremento.

APÉNDICE 3.2. DESPACHO ÓPTIMO CON COSTOS CUADRÁTICOS Y MÍNIMOS OPERATIVOS²⁷

Consideremos un sistema con dos unidades generadoras que abastecen a una carga total del sistema de 700 MW. Las características de los generadores son las siguientes:

Cuadro 1. Ejemplo de despacho con costos cuadráticos y mínimos operativos

Variables y parámetros	Unidad 1	Unidad 2
Generación mínima	100 MW	50 MW
Generación máxima	500 MW	250 MW
Función de costos C_i	$a_i g_i^2 + b_i g_i + C_i$	
a	1,0 US\$/MWh	3,4 US\$/MWh
b	8,5 US\$/MWh	25,5 US\$/MWh
c	5 US\$/MWh	9 US\$/h

El costo total del sistema es la suma de los costos de las empresas generadoras 1 y 2, que debe minimizarse sujeto a la restricción de que se cubra la demanda. Se asume que no hay pérdidas de transmisión ni límites de capacidad de generación.

²⁷ Ejemplo tomado de Bhattacharya *et al.* 2001.

El lagrangiano asociado a este problema es el siguiente:

$$L = (1,0g_1^2 + 8,5g_1 + 5) + (3,4g_2^2 + 25,5g_2 + 9) + \lambda(700 - g_1 - g_2)$$

Utilizando las condiciones de primer orden tenemos:

$$\frac{\partial L}{\partial g_1} = 0; \quad \frac{\partial L}{\partial g_2} = 0; \quad \frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0$$

Con lo que se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$2,0g_1 - \lambda = -8,5; \quad 6,8g_2 - \lambda = -25,5; \quad g_1 + g_2 = 700$$

Por tanto, la solución óptima es la siguiente:

$$g_1^* = 542,8 \text{ MW}$$

$$g_2^* = 157,2 \text{ MW}$$

$$\lambda = 1.094,2 \text{ US\$/MWh}$$

$$\text{Costo total} = \text{US\$ } 387.288,5 \cong \text{US\$ } 0,387 \text{ millones}$$

No obstante, se puede notar que los resultados violan la restricción de límites de la generación, en particular de la central 1. Por lo tanto, no son viables. En el planteamiento del problema debemos considerar esta restricción, de la siguiente manera:

$$L = (1,0g_1^2 + 8,5g_1 + 5) + (3,4g_2^2 + 25,5g_2 + 9) + \lambda(700 - g_1 - g_2) + \mu_1(500 - g_1)$$

Aplicando otra vez las condiciones de primer orden, dado que μ_1 tiene que ser menor que cero, obtenemos en el óptimo los siguientes resultados:

$$g_1^* = 500 \text{ MW}$$

$$g_2^* = 200 \text{ MW}$$

$$\lambda = 1.385,5 \text{ US\$/MWh}$$

$$\mu_1 = -377,0 \text{ US\$/MWh}$$

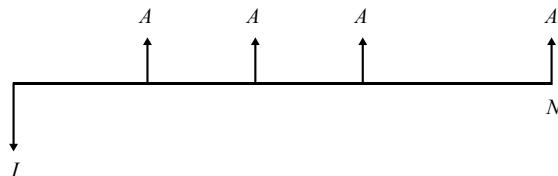
$$\text{Costo total} = \text{US\$ } 395.364 \cong \text{US\$ } 0,395 \text{ millones}$$

$$\text{Incremento} = \text{US\$ } 8.076$$

APÉNDICE 3.3. OBTENCIÓN DE LA FÓRMULA DE ANUALIDADES

Considérese una central cuyo costo de inversión inicial es I (US\$ por MW), que requiere amortizarse con un flujo anual uniforme A en un período de N años:

Gráfico 1. Inversión repagada con anualidades



Si el inversionista enfrenta un costo de oportunidad r , para que la inversión se realice debe cumplirse que el valor presente de los flujos descontados sea mayor o igual al monto invertido:

$$I = \frac{A}{(1+r)} + \frac{A}{(1+r)^2} + \dots + \frac{A}{(1+r)^n} \quad (1)$$

Multiplicando esta expresión por $(1+r)$ se obtiene:

$$(1+r)I = A + \frac{A}{(1+r)} + \dots + \frac{A}{(1+r)^{n-1}} \quad (2)$$

Restando (2) menos (1) tenemos:

$$rI = A - \frac{A}{(1+r)^n} = A \left(1 - \frac{1}{(1+r)^n} \right)$$

Despejando obtenemos la fórmula de A :

$$A = \frac{rI}{1 - \frac{1}{(1+r)^n}}$$

APÉNDICE 3.4. «PEAK LOAD PRICING» CON COSTO DE RACIONAMIENTO Y OFERTA Y DEMANDA ESTOCÁSTICAS

A continuación se presenta el modelo de *Peak Load Pricing* planteado por Chao (1983) donde se incorpora el carácter aleatorio de la oferta y demanda y el valor que le dan los individuos a tener electricidad en el problema de encontrar los precios óptimos.

Demanda

En primer lugar se asume que los períodos de fijación de precios tienen una duración constante igual a θ . El modelo también se puede extender para períodos de fijación de precios variables.

Se tiene una demanda de potencia —o demanda instantánea— de carácter estocástico $\tilde{D}(p)$, por lo que la demanda de energía $\tilde{D}_e(p)$ será la multiplicación de la demanda esperada de potencia $E\{\tilde{D}(p)/\varepsilon\}$ por el período de fijación de precios θ :

$$\tilde{D}_e(p) = \theta * E\{\tilde{D}(p)/\varepsilon\}$$

Se define también el beneficio bruto del consumidor:

$$\tilde{U}(q, \varepsilon) = \tilde{U}(q), \text{ donde } U' > 0 \text{ y } U'' < 0$$

Dado que $q = \tilde{D}_e(p)$ entonces $\tilde{U}(q) = \tilde{U}(\tilde{D}_e(p))$.

Se asume que este consumidor tiene preferencias cuasilineales²⁸ por lo que la primera derivada del excedente del consumidor en q es igual al precio:

$$\tilde{U}'(\tilde{D}_e(p)) = p$$

Oferta

La capacidad disponible de cada tecnología i constituye una variable aleatoria donde se cumple que:

$$\tilde{Y}_i(\tilde{Y}) = \int_0^{Y_i} \tilde{Y}(z) dz, \text{ donde } \tilde{Y}(z) \in [0,1] \text{ y } E(\tilde{y}_i) = a_i$$

²⁸ En este caso las curvas de indiferencia del consumidor (función de utilidad en el plano de los bienes) son traslaciones verticales unas de otras.

Por lo tanto, la capacidad total obtenible también será una variable aleatoria, siendo las tecnologías ordenadas por sus costos operativos:

$$\tilde{z}_i = \sum_{j=1}^i \tilde{Y}_j$$

Dado que la potencia total no debe superar a la demanda en cada momento, la oferta total en un momento del tiempo estará dada por el mínimo entre la demanda y la capacidad disponible:

$$\tilde{Q}(p, z_i) = \min\{D(p), z_i\}$$

La cantidad esperada de energía suministrada por la tecnología i estará dada por:

$$\theta_i E\{\tilde{Q}(P, Z_i) - \tilde{Q}(P, Z_{i-1})\}$$

Por lo que el costo operativo total será el siguiente:

$$\sum_{i=1}^N \theta_i b_i E\{\tilde{Q}_i(p_i, \tilde{z}_i) - \tilde{Q}_i(p_i, \tilde{z}_{i-1})\} \quad \text{donde } i = 1, 2, 3, \dots, N.$$

Costo de racionamiento

Este costo puede ser representado como una función de la energía ofertada y la energía demandada:

$$\tilde{S}(\tilde{Q}_e(p, z_M), \tilde{D}_e(p)), \quad \text{donde } \tilde{Q}_e(p, z_M) = \theta \cdot E\{\tilde{Q}(P, z_M) / \zeta\}$$

El objetivo

Si llamamos β_i al costo fijo de la tecnología i y b_i al costo variable, se puede obtener una expresión general para el problema del planificador o regulador. Este buscará maximizar el bienestar de la sociedad (W), que viene a ser la suma del beneficio bruto del consumidor menos los costos de operación, inversión y racionamiento.

$$W = E\tilde{U}(\tilde{D}_e(p)) - \sum_{i=1}^N \beta_i Y_i - \sum_{i=1}^N \theta_i b_i E\{\tilde{Q}_i(p_i, \tilde{z}_i) - \tilde{Q}_i(p_i, \tilde{z}_{i-1})\} - \theta \cdot r \cdot E\{\tilde{D}(p) - \tilde{Q}(p, \tilde{z}_N)\}$$

Si llamamos a_i a la disponibilidad promedio de las centrales —variable que está entre 0 y 1— y derivamos esta expresión respecto a Y_i y Y_{i+1} , se puede mostrar que la condición hasta la cual es conveniente utilizar la tecnología $i+1$ viene dada por la siguiente expresión:

$$\theta \text{Prob}(\tilde{D}(p_i) > \tilde{z}_i) = \frac{\beta_i / a_i - \beta_{i+1} / a_{i+1}}{b_{i+1} - b_i} \quad \forall i = 1, 2, \dots, N$$

Como se puede apreciar el punto de corte, en este caso, es similar al del caso donde no existe incertidumbre.

Por su parte, derivando la expresión respecto al precio se puede obtener la siguiente expresión para el precio óptimo con demandas correlacionadas (P_c):

$$P_c = \sum_{i=1}^N b_i \frac{E\{\tilde{D}'(p_i) / \tilde{z}_i > \tilde{D}'(p) > \tilde{z}_{i-1}\}}{E\{\tilde{D}'(p_i)\}} \text{Prob}(\tilde{z}_i > \tilde{D}(p) > \tilde{z}_{i-1}) + r \times \frac{E\{\tilde{D}'(p_i) / \tilde{D}'(p_i) > \tilde{z}_N\}}{E\{\tilde{D}'(p_i)\}} \text{Prob}(\tilde{D}'(p) > \tilde{z}_N)$$

Es decir, el precio será la suma del costo variable esperado ponderado por la probabilidad de que la demanda se encuentre en un rango donde margine la tecnología i más el costo de racionamiento ponderado por la probabilidad de que la demanda supere a la oferta. Este último componente es similar al pago de capacidad que se implementó en Inglaterra y Gales que consistía en adicionar al precio de energía un cargo equivalente a la multiplicación del VOLL por el LOLP.

En el caso de que las demandas marginales sean independientes de la demanda total esta expresión se simplifica, teniéndose el siguiente precio óptimo (P):

$$P_I = \sum_{i=1}^N b_i \text{Prob}(\tilde{z}_i > \tilde{D}(p_i) > \tilde{z}_{i-1}) + r \times \text{Prob}(\tilde{D}(p_i) > \tilde{z}_N)$$

APÉNDICE 3.5. EJEMPLO DE EQUILIBRIO DE MERCADO SIN PAGO POR CAPACIDAD

En un esquema descentralizado, donde los precios se forman por la intersección de la oferta y la demanda, una situación donde la inversión en determinadas tecnologías se encuentra desadaptada (en el sentido de que no corresponde a la combinación que minimiza el costo del sistema), y donde existe la libre entrada y salida de inversionistas, llevará a un proceso de inversión eficiente donde en la situación final se logra el menor costo y el equilibrio financiero (Green 2000). Ello se puede ilustrar mediante un ejemplo sencillo presentado por Borenstein (1999).

Oferta: se tienen dos tipos de generadores:

G1:

$N = 50$

Capacidad = 80 MW

Costo fijo = US\$ 926.400 mensual

Costo marginal = US\$ 15 por MWh

G2:

$N = 100$

Capacidad = 60 MW

Costo fijo = US\$ 288.000 mensual

Costo marginal = US\$ 25 por MWh

Demanda: dada por las siguientes funciones:

Fuera de pico: 420 horas al mes

$$P = 30 - Q/1.000$$

Pico: 300 horas al mes

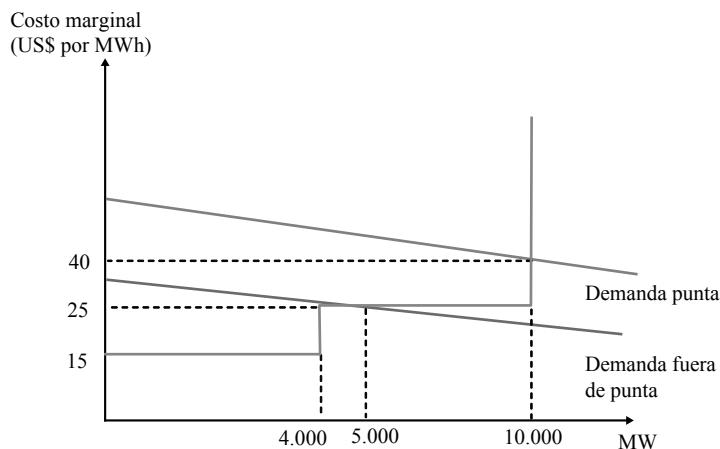
$$P = 50 - Q/1.000$$

En este estado inicial la situación financiera de las empresas sería la siguiente:

G1: $80*(40-15)*300 + 80*(25-15)*420 - 926.400 = \text{US\$ 9.600 mensual (beneficios extraordinarios)}$

G2: $60*(40-25)*300 - 288.000 = - \text{US\$ 18.000 mensual (pérdidas)}$

Gráfico 1. Equilibrio inicial en un esquema sin pago de capacidad



La existencia de ingresos extraordinarios para los generadores del tipo 1 y de déficit para los generadores del tipo 2 llevará a la instalación de mayor capacidad del tipo 1 y a la salida de empresas del tipo 2. Así se generará la entrada de 2.000 MW G1 y la salida de 3.000 MW de G2.

Con ello los nuevos precios serían:

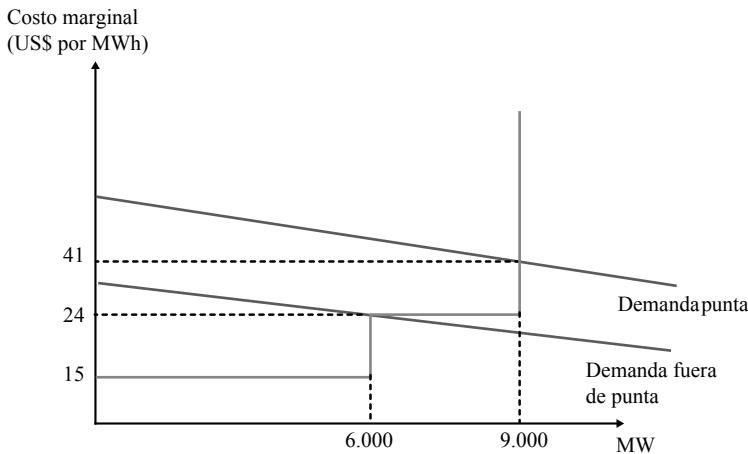
Precio pico: US\$ 41 por MWh; precio fuera de pico: US\$ 24 por MWh.

Las empresas de ambos tipos llegarían al equilibrio financiero donde sus ingresos serían iguales a los costos de operación e inversión (incluyendo el costo de oportunidad del capital). Así tenemos:

$$G1: \text{US\$ 926.400} = 80 * \{(41-25)*300 + (24-15)*420\}$$

$$G2: \text{US\$ 288.000} = 60 * (41-25)*420$$

Gráfico 2. Equilibrio final en un esquema sin pago de capacidad



Es importante notar que, en este caso, la recuperación de los costos fijos para la central marginal se realiza mediante un ingreso adicional conocido como *renta de escasez*, derivado de la diferencia entre el precio de mercado y el costo variable de la última central —obtenido de la intersección de la oferta, con un último tramo vertical, y la demanda—, lo que implica una importante respuesta de la demanda.

APÉNDICE 3.6. MECANISMOS ALTERNATIVOS DE PAGO POR CAPACIDAD

Dado que las metodologías para fijar administrativamente precios de capacidad pueden dar lugar a ineficiencias —lo que puede originar un nivel excesivo o insuficiente de capacidad—, existen mecanismos de pago de capacidad tales como: 1) imposiciones cuantitativas de capacidad contratada, 2) sistemas obligatorios de seguros o *hedging*, y 3) centralización del requerimiento de *hedging*.

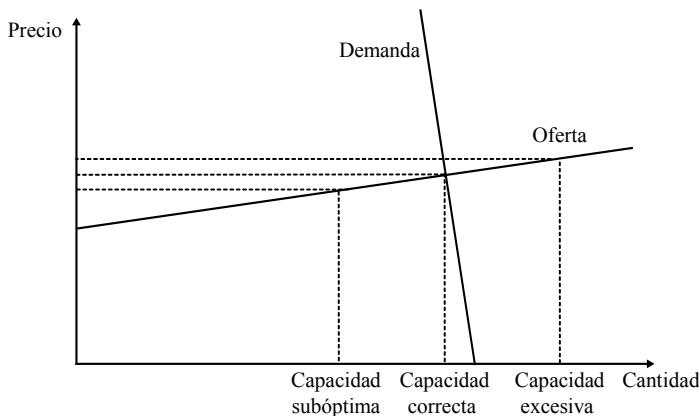
1. Imposiciones cuantitativas de capacidad contratada. Una alternativa a establecer pagos por capacidad para los generadores es imponer obligaciones de contratación de capacidad a las entidades encargadas de abastecer la demanda —distribuidores, comercializadores minoristas—. Esta modalidad ha sido implementada, por ejemplo, en los mercados desregulados del noreste de Estados Unidos, tales como Nueva Inglaterra, PJM (Pennsylvania, Jersey, Maryland Power Pool) y New York Power Pool (NYPP). Específicamente, la imposición consiste en la obligación de tener contratos vigentes con generadores por un nivel de capacidad superior a la demanda máxima, dentro de un cierto período de tiempo.

En este tipo de mercados con imposiciones cuantitativas de capacidad, se han desarrollado mercados secundarios, formales e informales, que permiten, a los responsables de abastecer la demanda, la compra/venta de los contratos de capacidad.

La obligación de contratar permite a los generadores recaudar ingresos adicionales para cubrir los costos fijos de la reserva de capacidad no utilizada en el sistema, dando incentivos al sistema para construir reservas más allá de las necesidades de corto plazo, y cubrir así los servicios complementarios. Desde el punto de vista económico, la imposición de contratar funciona como un control de cantidad en el mercado de la reserva de capacidad, lo cual puede ser comparado con otro mecanismo de intervención, como es la fijación del precio de la capacidad.

El argumento clásico de intervención de precios versus cantidades sugiere que, si la demanda es casi vertical y la curva de oferta es horizontal, un pequeño error en la fijación del precio de la capacidad resulta en un efecto importante en la magnitud de la capacidad ofrecida, por lo que el control directo de la capacidad proporciona una forma de intervención más adecuada. Por otra parte, desde el punto de vista de la confiabilidad del sistema, la obligación de instalación de capacidad es percibida como un mecanismo más seguro que el otorgamiento del pago por capacidad, cuya correspondiente inversión puede o no materializarse. Sin embargo, esta también es una alternativa administrativa no guiada por señales de mercado.

Gráfico 1. Fijación de precios versus intervención cuantitativa en capacidad



Fuente: Oren 2005

2. Sistemas obligatorios de seguros o *hedging*. El sistema de requerimientos cuantitativos de contratación de capacidad puede implicar una sobreinversión si, *ex post*, el porcentaje requerido es excesivo. Una alternativa es requerir a los distribuidores y comercializadores que mantengan contratos que les aseguren una estabilidad de

precios en circunstancias de escasez. Esto es equivalente a requerir a los distribuidores y comercializadores que mantengan *hedges* por ciertos porcentajes de su demanda pico, a un cierto precio de ejercicio (*strike price*).

En este sistema los generadores garantizan la disponibilidad de su capacidad para producir energía a un precio de ejercicio (*strike price*). El «cargo por capacidad» aquí es la prima por el *call option* sobre la capacidad comprometida. Cuanto más alta la prima, más bajo el precio de ejercicio y viceversa. En un mercado transparente y fluido, los distribuidores y comercializadores minoristas son libres de elegir y adquirir el monto de seguros o coberturas de precios *spot* que deseen. Los «pagos por capacidad» implícitos se obtienen espontáneamente del mercado de primas, el cual no es uniforme, sino que depende de los diferentes precios de ejercicios que se ofrezcan, lo cual a su vez depende de las preferencias de manejo de riesgos de los distintos actores, tanto compradores como vendedores.

Sin embargo, hay razones para creer que este mercado de primas puede no operar de manera tan transparente y fluida como lo deseado. En particular, el regulador puede enfrentar una situación en que los actores del mercado no estén suficientemente protegidos contra precios excesivos o contra riesgos de falta de capacidad. Este problema se agravaría especialmente en países cuyas instituciones son débiles para penalizar a aquellos actores que asumen demasiado riesgo o incumplen sus obligaciones de *hedging*. Preocupa la penalidad que se le asignaría a un generador hidráulico, por ejemplo, que sobrevende su capacidad y no puede cumplir en el futuro con su obligación de provisión de energía. Igualmente un distribuidor, en aras de minimizar el costo de sus primas, podría quedar demasiado expuesto en el futuro si el precio de la energía se eleva de manera significativa, con consecuencias graves como la quiebra.

Por ello se suele implementar un esquema donde existe un grado de intervención regulatoria. Este esquema funciona de la siguiente manera: 1) el regulador impone requerimientos de *hedging* a las empresas o entidades responsables de abastecer la demanda; 2) tanto los generadores existentes como los nuevos pueden asegurarse «pagos de capacidad», expresados como la prima de un *call option* de largo plazo que venden a un precio de ejercicio (*strike price*) obligatorio; 3) los distribuidores y comercializadores minoristas tendrán que pagar el costo prorrataeado de los *call option*. Esta intervención regulatoria de imponer un sistema de requerimientos centralizado de cobertura solucionaría el problema del riesgo crediticio que ciertos distribuidores pueden enfrentar si el *hedging* se realiza a través de contratos bilaterales libres únicamente.

Este sistema de seguros tiene varias ventajas. Primero, reconoce la naturaleza privada del nivel de adecuación de la reserva de capacidad. Segundo, permite la elección del consumidor sobre el nivel deseado de contratación de seguros para su cobertura de riesgo-precio, promoviendo un sistema no uniforme de pagos por capacidad a los generadores

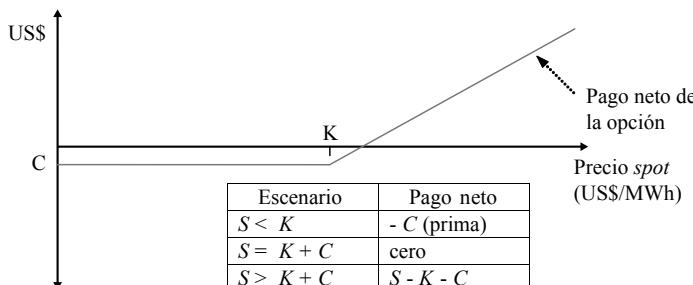
—en forma de premios de seguro—. Tercero, minimiza el riesgo de equivocarse en la compensación a los generadores, ya que el cargo de capacidad implícito surge de un mecanismo que simula en forma más cercana un mecanismo de mercado. Cuarto, genera un sistema de aseguramiento del abastecimiento que reduce la volatilidad de los precios de energía. El sistema de seguros con requerimientos de contratación mínima de reserva de capacidad puede ser interpretado como una variante del sistema de requerimientos cuantitativos de capacidad, con la diferencia fundamental de que el sistema de seguros reduce la volatilidad de los precios de energía, y genera un mercado secundario de primas de seguros que, de ser suficientemente líquido, podría proveer soluciones más parecidas a las de mercado. El pago bruto de esta opción de capacidad es el siguiente:

$$\text{Pago opción} = \text{Max} (S_T - K, 0)$$

donde:

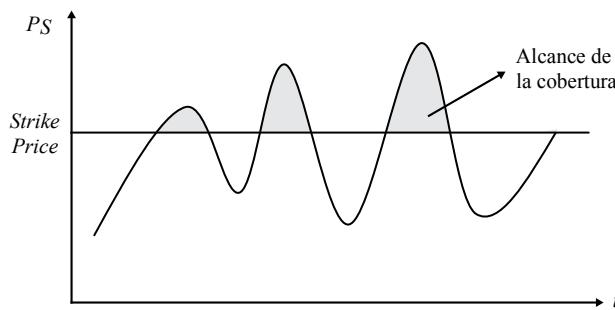
- S_T : precio del mercado *spot* en el período T
- K : precio de ejercicio de la opción
- C : prima de la opción

Gráfico 2. Pago por capacidad mediante una opción de compra de capacidad



Fuente: Oren 2005

Gráfico 3. Cobertura de volatilidad de precios mediante un esquema de opciones



Elaboración propia basada en Oren (2005)

3. Centralización del requerimiento de *hedging*. Para que el sistema de *hedging* otorgue incentivos suficientes a la inversión, debe ser de largo plazo. Esto genera problemas a los distribuidores puesto que sus picos de demanda son altamente volátiles, y esta volatilidad aumenta con la competencia minorista. Una alternativa a la contratación individual de *hedges* es tratar los requerimientos de cobertura como un servicio auxiliar, del cual los distribuidores y comercializadores podrían autoabastecerse mediante contratos bilaterales. En ausencia de los mismos, el centro de despacho tendría que procurarlos y, de esta manera, el costo se distribuiría mensualmente de acuerdo a la capacidad de cada demandante. Para evitar que los distribuidores y comercializadores usen el sistema centralizado en demasía, el centro de despacho podría procurar centralmente los *hedges* con un *strike price* elevado. Este precio elevado, sin embargo, tendría que ser inferior al precio tope al que estarían sujetos los generadores que venden energía no contratada.²⁹

Esta combinación de un alto precio de ejercicio (*strike price*) y un elevado precio tope (*price cap*) para generación no cubierta otorgaría incentivos a los distribuidores y comercializadores para realizar contratos bilaterales a fin de manejar mejor su riesgo. En particular, dada la volatilidad temporal de sus necesidades, los distribuidores y comercializadores bajarían su demanda de cobertura en períodos con baja demanda y la aumentarían en períodos con alta demanda. Así, el cargo implícito de capacidad variaría en función de las necesidades de reserva, reflejando con ello las necesidades del mercado.

APÉNDICE 3.7. EJEMPLO DEL USO DE UN CONTRATO POR DIFERENCIAS³⁰

Un generador con 170 MW de capacidad efectiva y con un costo marginal constante de US\$ 18 por MWh que opera en un sistema eléctrico donde existe un *pool* obligatorio, y donde este oferta un precio igual a su costo marginal, debe decidir si realizar o no un contrato con una empresa distribuidora o un cliente libre. El último año, los precios del mercado *spot* fueron de US\$ 60 por MWh en las horas pico (25% del tiempo total), US\$ 35 por MWh en las horas de media (50% del tiempo) y US\$ 12 por MWh en las horas valle (25% del tiempo).

Problemas

1. Si la capacidad del generador está disponible durante todo el año, calcular los beneficios variables que este puede obtener de sus ventas al *pool*, considerando

²⁹ Véase Oren 2005.

³⁰ Este ejemplo está basado en Rothwell y Gómez 2003.

que el generador es despachado de acuerdo a su costo marginal y que los precios del año anterior se repiten.

2. Basado en lo anterior, el generador firma un contrato con un cliente por 120 MW al precio de US\$ 35,5 por MWh. Sin embargo, ese año los precios en el mercado *spot* se han reducido debido a la abundancia de recursos hidráulicos por las mayo- res lluvias, llegando a US\$ 38 por MWh en las horas punta y US\$ 25 por MWh en las horas medias. ¿A cuánto ascienden los beneficios variables del generador? ¿Cuáles habrían sido si no hubiera firmado el contrato?

3. Consideraremos el mismo contrato, pero en este caso los precios *spot* más bien se han incrementado debido a la ausencia de lluvias, siendo US\$ 65 por MWh en las horas punta y US\$ 40 por MWh en las horas medias. A su vez, el generador hidráulico ha visto disminuida su capacidad de producción a 80 MW durante todo el año. ¿Cuáles son los beneficios variables del generador? ¿Cuáles habrían sido si no hubiera firmado el contrato?

Solución

1. Los beneficios variables del generador por sus ventas al *pool* vienen definidos de la siguiente forma:

$$\pi(Ps_i) = \sum_{i=1}^3 Q_i(Ps_i) \theta_i \times (Ps_i - CMg)$$

donde el subíndice i indica el bloque horario, siendo $i=1$ el bloque base, $i=2$ el blo- que media e $i=3$ el bloque punta, y θ_i la proporción del tiempo en el año que dura el bloque horario i .

En las horas pico, el generador puede colocar en el mercado toda su capacidad, por lo que sus beneficios variables en este período son:

$$170\text{MW} * (60-18) * 0,25 * 8.760 = 15.636.600$$

En las horas media, el generador también puede colocar en el mercado *spot* toda su capacidad, por lo que sus beneficios variables en este período son:

$$170\text{MW} * (35-18) * 0,5 * 8.760 = 12.658.200$$

En las horas valle, el precio vigente (12) es menor que el costo marginal del gene- rador (18), por lo que no producirá nada. El beneficio variable total será, por lo tanto:

$$15.636.600 + 12.658.200 = \text{US\$ } 28.294.800$$

2. Los beneficios variables del generador en caso tenga un contrato por 120 MW y venda sus excesos de energía al *pool* vienen definidos de la siguiente forma (contrato por diferencias):

$$\pi(P_{S_i}) = \sum_{i=1}^3 (Q_i(P_{S_i}) - Q_c) \times \theta_i \times (P_{S_i} - CMg) + (P_c - CMg) \times Q_c \times 8.760$$

En las horas pico, el generador puede colocar en el mercado toda su capacidad neta de lo que vende en contratos, por lo que sus beneficios variables en este período son:

$$(170-120)*(38-18)*0,25*8.760 = 2.190.000$$

En las horas medias, el generador también puede colocar en el mercado toda su capacidad neta, por lo que sus beneficios variables en este período son:

$$(170-120)*(25-18)*0,5*8.760 = 1.533.000$$

En las horas valle, el precio vigente (US\$ 12 por MWh) es menor que el costo marginal que posee el generador (US\$ 18 por MWh), por lo que no producirá nada, teniendo un retiro neto de 120, lo cual será también una ganancia pues en lugar de producir a US\$ 18 por MWh está comprando a US\$ 12 por MWh.

$$(0-120)*(12-18)*0,25*8.760 = 1.576.800$$

A estos beneficios netos por ventas al *pool* hay que sumar los beneficios del contrato:

$$(P_c - CMg) \times Q_c \times 8.760 = (35,5 - 18) \times 120 \times 8.760 = 18.396.000$$

El beneficio variable total sumando los cuatro componentes será de US\$ 23.695.800.

Si no hubiera firmado el contrato por diferencias, sus ganancias habrían sido menores debido a la disminución de precios en el *pool*, alcanzando los US\$ 12.658.200.

En períodos como este, el cliente que firmó el contrato por 120 MW se estaría «cubriendo» del riesgo de disminución de los precios *spot* al generador.

3. Usando la misma ecuación anterior, se pueden apreciar los resultados cuando los precios en el *pool* son más bien altos y el generador se encuentra sobrecontratado debido a una disminución de su capacidad disponible por el año seco. En este caso, los beneficios variables netos por las ventas en el *pool* son los siguientes:

En las horas pico, el generador puede colocar en el mercado toda su capacidad neta de lo que vende en contratos, pero dado que esta ha disminuido tendrá que comprar al sistema la diferencia entre lo producido y el compromiso adquirido en el contrato, arrojando pérdidas:

$$(80-120)*(65-18)*0,25*8.760 = - 4.117.200$$

En las horas media, el generador también puede colocar en el mercado *spot* toda su capacidad neta, pero también incurrirá en pérdidas debido a que su capacidad es menor a lo comprometido en su contrato:

$$(80-120)*(40-18)*0,5*8.760 = - 3.854.400$$

En las horas valle, el precio vigente (12) es menor que el costo marginal del generador (18), por lo que no producirá nada, teniendo un retiro neto de 120, lo cual será también una ganancia pues en lugar de producir a US\$ 18 por MWh está comprando a US\$ 12 por MWh.

$$(0-120)*(12-18)*0,25*8.760 = 1.576.800$$

A estos beneficios netos por ventas al *pool* hay que sumar los beneficios del contrato, que se mantienen constantes:

$$(P_c - CMg) \times Q_c \times 8.760 = (35,5 - 18) \times 120 \times 8.760 = 18.396.000$$

El beneficio variable total sumando los cuatro componentes será de US\$ 12.001.200.

Si el generador no hubiera firmado un contrato, sus beneficios habrían sido de US\$ 15.943.200.

En períodos como este, el generador al firmar un contrato por 120 MW estaría «cubriendo» al cliente del riesgo de precios *spot* altos (distribuidora o cliente libre) pues en este caso, de no tener contrato, este tendría que comprar sus requerimientos en el *pool*.

Como se puede apreciar, los beneficios variables del generador dependerán de las diferentes combinaciones de precios *spot* y cantidades producidas, y de si este ha firmado o no un contrato con un cliente y del precio al cual lo ha hecho. El cuadro siguiente resume estas posibles situaciones, presentando entre paréntesis los beneficios variables que habrían obtenido los generadores si solo se hubiera vendido al *pool*.

Cuadro 1. Flujos de caja ante diferentes precios spot y cantidades producidas

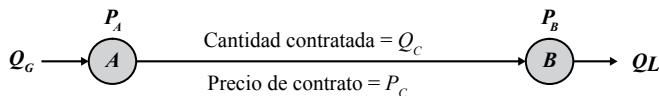
Casos	$P_s < P_c$	$P_s = P_c$	$P_s > P_c$
	(precios caen)	(precios iniciales)	(precios suben)
$Q < Q_c$ ($80 < 120$) MW	16.994.400 (5.956.800)	13.315.200 (13.315.200)	12.001.200 (15.943.200)
$Q = Q_c$ ($120 = 120$) MW	19.972.800 (8.935.200)	19.972.800 (19.972.800)	19.972.800 (23.914.800)
$Q > Q_c$ ($170 > 120$) MW	23.695.800 (12.658.200)	28.294.800 (28.294.800)	29.937.300 (33.879.300)

Basado en Rothwell y Gómez 2003

APÉNDICE 3.8. EJEMPLO DEL USO DE UN DERECHO FINANCIERO DE TRANSMISIÓN

En un esquema de contratos bilaterales, un generador (G) que produce una cantidad Q_G y un cliente (L) con una demanda determinada (Q_L) realizan un contrato por la cantidad Q_C disponible en el nodo B al precio P_C (normalmente en el mercado de día previo). En tiempo real el generador G producirá Q_G en A y el cliente L retirará Q_L en B (donde Q_L puede ser menor o mayor a la cantidad contratada Q_C con G).

Gráfico 1. Esquema del funcionamiento de un FTR



Flujos de caja de los agentes	Se da a través del ISO o en el marco de un contrato por diferencias:
«Ingreso» para G	$P_C \times Q_C + P_A \times (Q_G - Q_C) - (P_B - P_A) \times Q_C$
«Gasto» para L	$P_C \times Q_C + P_B \times (Q_L - Q_C)$

Si G adquiere un derecho financiero de transmisión (FTR) de $A-B$ por un monto de Q_C , tendrá el beneficio de recibir el equivalente a la diferencia de precios en tiempo real por la cantidad de derechos que haya comprado ($FTR = (P_B - P_A) \times Q_C$). Con ello logra contrapesar exactamente los cargos por congestión o las diferencias que habría tenido que asumir ante el operador del sistema por la diferencia de precios en tiempo real entre el nodo de retiro de la energía y el nodo de inyección. En el cuadro siguiente se muestra cómo se realizaría esta cobertura para el caso en que Q_C sea igual a 100 MW.

Cuadro 1. Coberturas secuenciales de un generador que adquiere un FTR

Transacción	Ingreso del generador	Costo del generador
Adquisición de 100 MW de FTR _{AB}		Costo del FTR
Valor realizado del FTR	$100 \times (P_B - P_A)$	
Programación de 100 MW en el mercado del día previo	$100 \times P_A$	$100 \times P_B$
Flujo de potencia neto en tiempo real de A a B (desviaciones entre lo enviado Q y 100 MW)	$P_{AO} \times (Q - 100)$	$P_{BO} \times (Q - 100)$

Fuente: Stoft 2002

El comercializador vende 100 MW en la barra *A* y compra 100 MW en la barra *B* en el mercado de día previo, lo cual equivale exactamente a sus transacciones protegidas con el FTR.

Si no existen desviaciones en el mercado por tiempo real —despacho igual a cantidad contratada—, el único costo en que habrían incurrido las empresas provendrá del costo inicial de adquirir el FTR.

En este caso, la impredecibilidad de las diferencias de precios en el mercado de día previo y el mercado en tiempo real no afectará al comprador del FTR. Los costos e ingresos por este concepto se cancelan exactamente.