

La Ley de costos marginales

Paul Sumar Gilt*

El presente artículo propone una concepción novedosa sobre los costos marginales aplicados al sector eléctrico. Asimismo, el autor critica las decisiones ineficientes que el Estado ha tomado, eliminando el importante rol que deberían cumplir dichos costos.

En electricidad, particularmente en generación, muchas cosas giran alrededor de los denominados costos marginales. Este artículo ha sido escrito con el propósito de compartir con los colegas y estudiantes de derecho familiarizados con el sector eléctrico, una idea rudimentaria sobre el significado y la importancia de este concepto.

I. ¿QUÉ SON LOS COSTOS MARGINALES?

La tabla siguiente muestra los costos de producción de una hipotética unidad de generación a gas natural, denominada UCDA, de propiedad, también hipotética, del Círculo de Derecho Administrativo de la Pontificia Universidad Católica del Perú.

Tabla 1
COSTO MARGINAL
UNIDAD DE GENERACIÓN CON GAS

El proceso requiere: Gas natural, que tiene un valor único y constante de USD 25 por cada unidad
Una máquina, por la que se paga un leasing de USD 25 por día

Unidades de Gas	Unidades de energía	Costo Fijo	Costo Variable	Costo Total	Costo Marginal	Costo total medio
0	0	25	0	25		
					6.25	
1	4	25	25	50		12.50
					4.17	
2	10	25	50	75		7.50
					8.33	
3	13	25	75	100		7.69
					12.50	
4	15	25	100	125		8.33
					25.00	
5	16	25	125	150		9.38

Las dos primeras columnas muestran la cantidad de energía que UCDA puede producir para diversos niveles de consumo de gas natural. Así, por ejemplo, si se quema una unidad de gas, se producirán cuatro unidades de energía. Conforme aumenten las unidades de energía que se quemen, también lo hará la producción. Sin embargo, el incremento de la producción por pasar de dos a tres unidades de gas, es menor al incremento por pasar de una a dos unidades. Este fenómeno es conocido como la *Ley de rendimientos decrecientes*.

La tercera y cuarta columna muestra los costos fijos y variables. Son fijos aquellos costos que no varían conjuntamente con la variación de la producción. El pago del *leasing* por ejemplo (veinticinco dólares diarios), es un costo fijo. En cambio, son variables los costos que varían conjuntamente con la producción. Así, la factura por el gas consumido dependerá de la cantidad de unidades de gas quemadas.

La quinta columna (costo total) resulta de sumar los costos fijos y variables correspondientes a cada fila de la tabla. La última columna (costo total medio) resulta de dividir el costo total entre el número de unidades de energía producidas.

El costo marginal (sexta columna), es el incremento en el costo total que se produce como consecuencia del incremento del producto en una unidad. Así por ejemplo, el incremento del número de unidades de energía producidas de cuatro a diez, tiene un costo marginal de 4.17, que se calcula del siguiente modo:

- Incremento del costo total: $75 - 50 = 25$.
- Incremento del producto: $10 - 4 = 6$.
- Costo marginal: $25/6 = 4.17$.

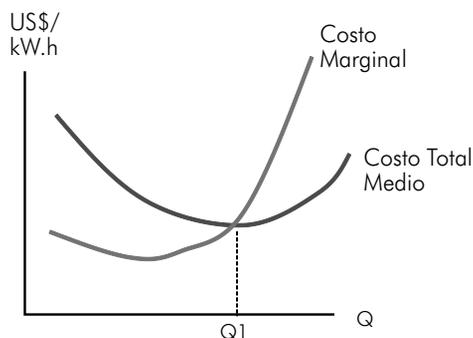
El mismo cálculo podría hacerse para cualquier nivel de producción. Lo más importante aquí, es que el lector advierta lo siguiente (por favor contemple el gráfico 1):

* Abogado

- a) En el rango de producción en el cual el costo total medio disminuye conforme se produce más, el costo marginal es menor que el costo total medio.
- b) En el rango de producción en el cual el costo total medio aumenta conforme se produce más, el costo marginal es mayor que el costo total medio.
- c) Cuando el costo total medio es el menor posible, el costo total medio es igual al costo marginal.

El siguiente gráfico muestra las relaciones entre costo marginal y costo total que acabamos de anotar. Antes de Q_1 , el costo marginal es menor al costo total medio. Después de Q_1 , las cosas se invierten. En el corto plazo¹, el costo marginal y el costo medio *siempre* se relacionan de la forma indicada. Dado que siempre ocurre, llamaremos a esta relación la *Ley de costos marginales*.

Gráfico 1



El ejercicio numérico efectuado arriba, estaba referido a una sola planta: la UCDA, de propiedad del Círculo. Pero se aplica igual al sistema de plantas en su conjunto. A las 4:00 am, cuando casi todos duermen, la demanda (producción) es baja y los costos marginales son menores. Pero a las 7:00 p.m., cuando los hogares y las fabrican están todos “encendidos”, la demanda crece mucho y los costos marginales son los mayores de todo el día.

Ocurre que en la madrugada la producción proviene de centrales hidroeléctricas, cuyos costos marginales son menores, mientras que a las siete de la noche son convocadas, además de las hidroeléctricas y las turbinas a gas, ineficientes máquinas térmicas que

utilizan costosos combustibles líquidos². El comportamiento de los costos marginales es el mismo, ya se trate de la pequeña UCDA o de todo el sistema eléctrico interconectado nacional.

II. ¿CUÁL ES EL ROL DE LOS COSTOS MARGINALES?

Los consumidores eléctricos (y el Estado que los representa), quisieran pagar a los productores de energía, el menor precio posible. El menor precio posible no puede ser menor que el costo medio mínimo, pues ello significaría que los productores perderían capital, y eso no le conviene a nadie.

Si la demanda es Q_1 , entonces lo óptimo es que la capacidad (y tecnología) de la planta sea tal que el costo medio mínimo se alcance justamente para una producción igual a Q_1 . Si los costos medios son superiores, significa que hay un déficit o un exceso de capacidad³.

El problema es que la capacidad y tecnología de las plantas no pueden ser modificadas fácilmente, de un día para otro o de un mes para otro. Se necesitan dos a tres años para una planta térmica, y cuatro a seis, o incluso más, para una hidroeléctrica.

Entonces, el mercado necesita una señal que anticipe la tendencia de los costos medios. Esta información puede ser provista por los costos marginales precisamente. Como vimos, según la Ley que los rige, los costos marginales son menores que los costos medios en el segmento en que estos disminuyen conforme aumenta la demanda, y son

«Durante el último quinquenio, por lo menos, el Estado ha tomado una serie de decisiones que, vistas en conjunto, parecen querer dismantelar el importante rol asignado a los costos marginales respecto a los precios y las inversiones en generación».

- 1 En materia de costos de producción, el “corto plazo” es la situación en la cual el tamaño de la planta está fijo, no puede ser modificado. Por contraste, en el “largo plazo” el número o tamaño de las plantas es modificable.
- 2 En una hidroeléctrica, el grueso de los costos de producción son fijos (inversión en activos fijos como represas, túneles, canales, etc.). Para aumentar la producción basta abrir las compuertas para que un mayor volumen de agua acelere las turbinas y produzca más unidades de energía. El costo variable estaría representado por la tarifa administrativa que se paga por el agua turbinada. Hoy por hoy, esa tarifa es bajísima (...).
- 3 En sentido económico, la “capacidad” no se define en función de la mayor cantidad de producto que puede ser producida, sino en función de la cantidad de producto que hace que el costo total medio sea el menor.

mayores en el segmento en que los costos medios aumentan conforme aumenta la demanda (el lector comprobaba estas relaciones contemplando el gráfico 1).

Esta es la idea central: Se espera que el comportamiento de los costos marginales constituya una poderosa señal para que los productores decidan retrasar o precipitar el incremento de las plantas disponibles o modificar la tecnología de las existentes. Si esto funciona, los consumidores se saldrán con la suya: si en el corto plazo los consumidores aceptan pagar por la energía un precio igual a su costo marginal, en el largo plazo el parque generador tenderá a modificarse de tal forma que el costo total sea el menor posible.

Pues bien, resulta que desde el inicio de la reforma en 1993, el precio de la energía en los principales mercados fue establecido como una función de los costos marginales de corto plazo. Por un lado, se estableció que el mercado de transferencias entre generadores (también llamado “el mercado del COES” o el “mercado spot” o el “mercado de corto plazo”) se liquidara a costos marginales de corto plazo.

Por otro lado, se estableció que en el mercado de contratos bilaterales para abastecer el servicio público solo podía transarse a “tarifa en barra”, que es un precio regulado que se calcula cada dos años y que debería representar el pronóstico para el largo plazo de los costos marginales de corto plazo.

III. TAPANDO EL SOL CON UN DEDO

Durante el último quinquenio, por lo menos, el Estado ha tomado una serie de decisiones que, vistas en conjunto, parecen querer dismantlar el importante rol asignado a los costos marginales respecto a los precios y las inversiones en generación.

En primer lugar, como es por muchos sabido, las tarifas en barra se divorciaron de los costos marginales. Dado que las tarifas en barra deben ser un pronóstico de los costos marginales, la evidencia del último lustro probaría que nuestro regulador sería como una de esas personas que jamás ganan una apuesta aunque jueguen solos.

Las tarifas en barra estuvieron consistentemente muy por debajo de los costos marginales. Entre otras razones, el regulador asumió por sí y ante sí que el parque generador crecería lo suficiente para mantener los costos bajos. Un parque generador equilibrado es un ideal, un objetivo, pero no es una restricción que un analista pueda tipear en alguna celda de la hoja de cálculo. No se puede cambiar la realidad a punta de malos pronósticos.

Como señal de inversión, la *Ley de costos marginales* existe justamente porque en la realidad los

mercados de generación sufren una desadaptación crónica en el corto plazo. Embalsar la tarifa en barra resulta ser una *cura peor que la enfermedad*.

Por otro lado, diversas normas han sido dictadas para manipular los costos marginales (ver tabla 2). En vez de dejar que los costos marginales sean lo que deban ser, estas normas han preferido contener los costos marginales de los últimos años. Esta manipulación ha evolucionado hasta alcanzar un cenit imposible de superar: los costos marginales son determinados imaginando que la reserva del parque generador (oferta) es eficiente, que la infraestructura de transmisión llega con una capacidad igual a la requerida a todas las partes y en el momento oportuno, y que tenemos disponible todo el gas que requiera hasta la última estufa del sistema. El país de las maravillas.

Tabla 2

Fecha	Norma	Efectos
Jul. 2006	Ley 28832	
Nov. 2007	DU 046-2007	Los costos variables de las unidades despachadas fuera del orden de méritos, durante congestiones por transmisión eléctrica , no serán considerados para determinar los costos marginales ni las tarifas en barra. Los referidos costos variables serán pagados por los generadores que tengan retiros netos positivos durante los periodos de congestión.
Ago. 2008	DU 037-2008	Los costos variables de las unidades que Electroperú alquile para evitar el raционamiento eléctrico , no serán considerados para determinar los costos marginales del sistema. Los referidos costos variables serán pagados por la demanda mediante un cargo adicional añadido al Peaje del Sistema Principal de Transmisión.
Dic. 2008	DU 049-2008	Los costos marginales de corto plazo se determinarán considerando que no existe restricción de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad . Dichos costos marginales no podrán ser superiores a un valor límite definido por el MEM. El exceso será cargado al Peaje del Sistema Principal de Transmisión.

Puestos frente ante esta situación, el presente y el futuro deben enfrentar dos problemas fundamentales. El primero es que la *Ley de costos marginales* pertenece a ese conjunto extraño de Leyes que, a diferencia del común, son inderogables, no están sujetas a interpretación y se cumplen siempre. Es decir, si bien los documentos oficiales del COES o las estadísticas del MEM pueden consignar costos

«La Ley de costos marginales pertenece a ese conjunto extraño de Leyes que, a diferencia del común, son inderogables, no están sujetas a interpretación y se cumplen siempre».

marginales que no son los que deberían, en la realidad los costos medios y los costos marginales están al alza, a pesar del interregno de la crisis, reflejando la escasez de generación y de infraestructura de producción y transporte de gas natural.

El segundo problema es la incertidumbre que el desatado cambio legislativo introduce en las decisiones de inversión. Tarde o temprano, la incertidumbre se traducirá en costos que los consumidores deberán asumir. En ese trance, una posibilidad es que dichos costos resulten mayores que los que se quisieron evitar por la vía de decretos. 

COSTOS MARGINALES E INVERSIÓN

En los últimos quince años pueden identificarse tres etapas (ver el gráfico siguiente): una primera, corrida entre 1994 y 2000, en la cual se aprecia una correlación entre la variación de la oferta (medida en función del crecimiento de la potencia instalada) y la variación de los costos marginales de corto plazo del sistema.

Una segunda etapa, corrida entre el 2001 y 2006, muestra una correlación más débil, en particular un desfase o notorio retraso de la inversión. Este hecho podría estar asociado, primero con la crisis global del 2001 que, entre otros efectos, produjo un retroceso de las inversiones y el crédito a los países emergentes; y luego con la moratoria de las concesiones hidroeléctricas.

La última etapa, iniciada el 2007, se ha inaugurado con lo que parece ser un completo divorcio entre una y otra variable. ¿Hacia donde evolucionara cada una de estas variables? ¿Volverán a encontrarse como lo hicieron los primeros años de la reforma? La manipulación legislativa de los costos marginales, sumada a la ausencia de un derrotero definido respecto a la disponibilidad y precios del gas natural para generación, hace razonablemente imposible adoptar una suposición sin aceptar al mismo tiempo un importante margen de error.

