

## Mercados eléctricos: la sexta

José Antonio Rojas Nieto

No es sencillo hacer comparaciones internacionales. Pero en el caso de los precios de la electricidad el asunto se torna más complejo. Más para el consumo de los hogares, en muchos casos con un subsidio importante. ¿Por qué lo difícil? En primer término por la enorme diversidad de combustibles utilizados en la generación de electricidad. No es lo mismo usar carbón (China, 80 por ciento, y Estados Unidos, 41 por ciento) que hacerlo con residuales de la refinación del crudo (Cuba, 88 por ciento). O con gas natural (Tailandia, 60 por ciento). Mucho menos hacerlo con predominio de recursos hidráulicos (Noruega, 95 por ciento; Brasil y Colombia, 80 por ciento; Canadá, 59 por ciento, y Ecuador, 55 por ciento). O, finalmente, predominio de energía nuclear (Francia, con 80 por ciento). Menos aún con fuerte participación de renovables (España, con más de 30 por ciento). Sin tomar en cuenta la enorme diversidad de combustibles marginales, es decir, aquellos que determinan –para cada periodo en el que se definen las cotizaciones del mercado mayorista de electricidad– el referente del momento, con base en el cual se paga a todos los productores de electricidad.

En segundo término por las tecnologías utilizadas, con claro dominio de los famosos ciclos combinados a gas natural, en los que hay desarrollos que prometen eficiencias de transformación cercanas a 60 por ciento. Esto, evidentemente, contrasta con las eficiencias de las térmicas convencionales –refinados del petróleo o carbón– en las que los avances más significativos alcanzan eficiencias ligeramente superiores a 40 por ciento. Así, en el primer caso las pérdidas de transformación del calor primario equivalente son ya menores a la mitad. Y en el segundo, cercanas a 60 por ciento.

El tercer elemento a considerar es la disponibilidad de esos combustibles. La controvertida explosión de la producción estadounidense de gas de lutitas (el famoso *shale*) permite a nuestros vecinos tener cotizaciones medias cercanas a los cuatro dólares por millón de unidad térmica británica (btu). A veces más bajas. Eso, por cierto, no los exime de momentos dramáticos de precios de hasta ocho, nueve o más dólares por millón de btu. En Europa, por cierto, los promedios recientes de los centros de importación de gas natural por ducto proveniente del Mar del Norte, de Rusia, de África o del Medio Oriente se ubican en poco más de 10 dólares por la misma unidad térmica. Y en Corea y Japón, con base a gas natural licuado, el precio ronda 20 dólares. A este precio, por cierto, llega el gas natural licuado importado en Manzanillo. Similarmente, para el caso del carbón térmico en el mercado europeo de referencia (Amsterdam-Rotterdam-Amberes), esa misma unidad hoy registra precios cercanos a los tres dólares (75 dólares por tonelada métrica), mientras que el carbón marcador de precios en Estados Unidos se cotiza ligeramente por encima de los dos dólares (con entrega en Ohio River o Big Sandy River). Los residuales del petróleo ofrecen esa misma unidad térmica en no menos de 15 o 16 dólares.

Todas estas cotizaciones varían según la forma, los tiempos y plazos de adquisición de los combustibles. Esto significa que hay diferencias –a veces significativas– entre una adquisición en el mercado spot para envío al día siguiente o para el mes siguiente. Pero también entre los precios en un contrato y los del mercado spot. Incluso, en el mundo de los contratos hay características que influyen de manera importante en el tipo de cotización

que, finalmente, se registra. En estos casos el balance entre peticiones anuales o mensuales, obligadas y adicionales, con aviso y sin aviso, puede influir en el nivel del precio pagado.

Todo para no señalar, evidentemente, un elemento fundamental más a considerar. Me refiero a las emisiones de gases de efecto invernadero (medido en gramos de CO<sub>2</sub> equivalente) que produce la combustión de cada uno de esos combustible y que, evidentemente, inhíbe su consumo o lo encarece a través de los famosos impuestos al carbono, que en México se empezaron a aplicar este 2014.

Así el carbón, por ejemplo, produce 75 por ciento más de emisiones por unidad de calor primario que el gas natural. Y los llamados desechos municipales, cerca de 80 por ciento más que el mismo gas natural. Y el famoso y debatido combustóleo de nuestras refinerías 38 por ciento más de emisiones que el gas natural de referencia, que en volumen representa 82 gramos por ese millón de unidades térmicas que he mencionado antes. En este ámbito de medir emisiones, las fuentes renovables y limpias pueden acreditar bonos o certificados de limpieza, o certificados verdes que, sin duda, influyen en la evaluación del costo de producción de la electricidad. Bueno, permítaseme esta enorme digresión para insistir una vez más en la complejidad no tanto de evaluar los niveles del precio de la electricidad en el mundo (de suyo difícil para no hacer comparaciones inválidas que no atiendan cuidadosamente a las formas, tiempos y volúmenes en que se consume el fluido eléctrico, para no hablar de las monedas y sus equivalencias) sino en las causas de las diferencias. Pero además, es necesario considerar los costos de transmitir y distribuir la electricidad (donde la configuración física y la densidad poblacional son determinantes).

¡Y qué decir de los impuestos, locales o nacionales, que se integran al precio! ¡O de los subsidios que reciben algunos usuarios para hacer de la electricidad –como gustan decir hoy– un bien de uso universal! Un análisis del mercado eléctrico y de su éxito o fracaso supone evaluar el comportamiento de los precios. Y esto exige –como se podrá colegir– ser muy cuidadosos en las comparaciones. No sólo entre países, sino en dos momentos diferentes, al interior de un país. De veras.

[antoniorn@economia.unam.mx](mailto:antoniorn@economia.unam.mx)