

## MERCADO ELÉCTRICO EN EL PERÚ: ¿UNA UTOPIA?\*

**María Teresa Quiñones Alayza\*\***  
**Ex miembro del Consejo Directivo de THEMIS**

*¿En qué estado se encuentra el mercado eléctrico peruano luego de cerca de trece años de promulgada la Ley de Concesiones Eléctricas? ¿Cómo ha sido el tránsito del monopolio al modelo de competencia regulada? ¿Qué obstáculos se presentan a la creación de un mercado eléctrico realmente competitivo? ¿Qué medidas se podrían tomar para combatir la excesiva rigidez del mercado eléctrico?*

*Respondiendo, entre otras, a las preguntas antes enunciadas, la autora realiza un interesante análisis de la situación actual del mercado eléctrico peruano. Dicho análisis trae a la luz una serie de interrogantes referidas a legislación vigente, las mismas que desencadenan en propuestas a fin de alcanzar la preciada meta de lograr un mercado eléctrico competitivo y eficiente en el Perú.*

\* Quiero agradecer a THEMIS por "forzarme" a escribir este artículo para la edición de su 40 aniversario. Y también por pedirme unas líneas sobre lo que fue mi experiencia como parte del Consejo Directivo de la Revista, junto con Alfredo Bullard, Fernando Cantuarias y Juan José Ruda. Nos tocó enfrentar el difícilísimo reto de reemplazar a la anterior directiva, presidida por Beatriz Boza. Experiencia descabellada y entusiastamente la de publicar una revista sin medios económicos ni mayor experiencia en el mundo editorial. En esa época, THEMIS –si mal no recuerdo– era la única revista editada por estudiantes. Eran los últimos años de Alan García, la crisis económica y el terrorismo habían destruido el país, mientras un grupo de estudiantes de la Católica persistíamos en el empeño de publicar una revista de Derecho de nivel internacional. Aprendimos, por supuesto, que querer es poder, cuando se cuenta con un gran equipo de gente y un objetivo compartido. Con los años, THEMIS ha ido creciendo y mejorando. Ha servido, también, de modelo en la Pontificia Universidad Católica del Perú y otras universidades, para la edición de revistas por estudiantes. Felicitaciones, THEMIS, por enriquecer el debate académico con tus eventos y publicaciones. Y nuevamente gracias, por haberme permitido tomar parte en esa aventura.

\*\* Analista del informativo de actualidad jurídica Enfoque Derecho. Presidenta del Instituto de Derecho de los Servicios Públicos-IDESER. Abogada. Master en Derecho, Harvard Law School.

"Markets in power, more than most markets, are made; they don't just happen"<sup>1</sup>.

–William W. Hogan

"When externalities are strong and complex... the market process itself is a natural monopoly that requires some degree of social design and regulation to assure that all traders have equal and non-discriminatory access to the market and that the interests of affected parties not directly acting in the market –particularly small consumers– are protected"<sup>2</sup>.

–Larry E. Ruff

En una conferencia sobre el futuro del sector energético en Latinoamérica<sup>3</sup>, Ashley Brown<sup>4</sup> señaló que los reguladores latinoamericanos justificaron el diseño del nuevo marco legal de la industria eléctrica con una serie de promesas.

A los usuarios les aseguraron que la privatización y la nueva regulación garantizarían los flujos de capital necesarios para las cuantiosas inversiones que dicho sector requería, la expansión de la frontera eléctrica, una mejora en la calidad del servicio, la privatización del riesgo, la reducción de la deuda pública y la canalización de los recursos estatales –hasta ese momento empleados en mantener empresas deficitarias– a la satisfacción de las necesidades prioritarias de la población.

A los inversionistas les prometieron retornos que remunerarían adecuadamente sus riesgos, predictibilidad en las decisiones regulatorias, reglas de mercado claramente definidas, organismos reguladores independientes y el respeto a sus contratos y derechos de propiedad.

Casi trece años después de aprobada la Ley de Concesiones Eléctricas en el Perú<sup>5</sup>, vemos que buena parte de dichas promesas quedaron incumplidas. Si bien el coeficiente de electrificación nacional ha crecido del 57% al 76%<sup>6</sup>, la tasa de electrificación rural es tan sólo del 32%. Lo que significa que 7 de cada 10 peruanos en el ámbito rural no tienen luz. La inversión privada para construir centrales de generación, líneas de transmisión y sistemas de distribución vino por cuentagotas y en gran medida se limitó a comprar del Estado los activos existentes o a suscribir contratos BOOT en los cuales el Estado asumía una serie de riesgos y ofrecía un conjunto de garantías como prerrequisito para la inversión.

La ausencia de inversión en generación y transmisión de los últimos años, aunada al riesgo regulatorio<sup>7</sup>, al crecimiento de la demanda, a una seria sequía y al incremento del precio de los combustibles, llevó a que el año pasado los costos marginales de corto plazo cuadruplicaran la tarifa regulada<sup>8</sup> y los generadores se negasen a abastecer el servicio público de electricidad, por antieconómico. El Gobierno se vio obligado a dictar el Decreto de Urgencia 7-2004<sup>9</sup> que autorizó a las distribuidoras a tomar del sistema la electricidad que necesitaban para atender a sus usuarios regulados, aun cuando no tuviesen contratos de suministro que amparasen dichos retiros.

La llamada "crisis de los contratos" fue el detonante para que la Ley 28447, publicada el pasado 30 de diciembre, crease una Comisión encargada de elaborar una propuesta de modificación de la Ley de Concesiones Eléctricas, con el objeto de introducir eficiencia en la generación, una de las actividades que

<sup>1</sup> "Los mercados eléctricos, a diferencia de la mayoría de mercados, no se dan espontáneamente, se hacen". HOGAN, William W. "Making Markets in Power". En: "Cantor Lecture Series 2000: Energy and Society". Londres: The Royal Society for the Encouragement of Art, Manufactures & Commerce. 2000. p. 1.

<sup>2</sup> "Cuando las externalidades son fuertes y complejas... el propio mercado es un monopolio natural que requiere un cierto nivel de diseño y regulación social que asegure que todos los comercializadores tengan acceso en condiciones iguales y no discriminatorias; y que los intereses de las partes afectadas que no participan directamente en el mercado –particularmente los pequeños consumidores– estén protegidos". RUFF, Larry E. "Competitive Electricity Markets: Why They Are Working and How To Improve Them". Washington D.C.: National Economic Research Associates. 1999. p. 7.

<sup>3</sup> "Latin American Power Sector: Taking the Next Steps". Nueva York, 20 de noviembre de 2003.

<sup>4</sup> Director Ejecutivo del Harvard Electricity Policy Group.

<sup>5</sup> La Ley de Concesiones Eléctricas fue aprobada por el Decreto Ley 25844 y publicada en "El Peruano" el 19 de noviembre de 1992.

<sup>6</sup> Crecimiento experimentado entre 1993 y 2004, según cifras del Ministerio de Energía y Minas extraídas del Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER). Período 2004-2013.

<sup>7</sup> Hasta la modificación introducida por la Ley 28447, en diciembre de 2004, las tarifas de generación se fijaban semestralmente sobre la base de proyecciones para los siguientes cuatro años. Este diseño regulatorio generó un clima de incertidumbre en la industria respecto al comportamiento del regulador, ya que semestralmente existía el riesgo de que se cambiasen las señales de precios (y los criterios y procedimientos que los justificaban). Evidentemente, esta percepción de que el regulador actuaba con excesiva discrecionalidad y la falta de predictibilidad respecto a los precios regulados en un horizonte de mediano plazo contribuyeron en buena medida a la reticencia de los generadores para celebrar contratos destinados al servicio público de electricidad cuyas tarifas son fijadas por OSINERG.

<sup>8</sup> Según cifras de OSINERG, durante el año 2004, el precio en barra promedio (es decir la tarifa) de la energía fue de US\$ 26.92 el megavatio/hora. El costo marginal *spot* promedio de ese año fue de US\$ 62.02 megavatio/hora (más del doble del precio regulado). En setiembre de 2004, el costo marginal *spot* alcanzó US\$ 112.38 megavatio/hora.

<sup>9</sup> Publicado el 20 de julio de 2004.

puede ser competitiva en la industria eléctrica<sup>10</sup>.

## EL ARDUO TRÁNSITO DEL MONOPOLIO A LA COMPETENCIA

En la industria eléctrica no basta con la “mano invisible” para que exista mercado. Éste sólo puede florecer con una regulación *ad hoc*. En caso contrario, lo que habrá será un monopolio u oligopolio que opere la “máquina más grande el mundo”: el sistema eléctrico interconectado, en el cual confluyen y se integran las unidades de generación, las líneas de transmisión y los sistemas de distribución que producen, transforman y transportan la energía desde las centrales de generación hasta los hogares y negocios de los consumidores finales.

Si a partir de los años ochenta los reguladores en el mundo no hubiesen tomado la decisión de escindir artificialmente estas tres actividades, establecer una serie de restricciones a las integraciones verticales y horizontales, diseñar los mercados eléctricos y asignar las entidades o agentes a cargo de administrar servicios esenciales como la operación técnica y económica del sistema interconectado, la competencia sería impensable. En otras palabras, el mercado no es la alternativa a la regulación, sino su producto y consecuencia. Paradoja de la teoría económica, el mercado eléctrico requiere como condición previa de su existencia la intervención del legislador, porque las externalidades y complejidad de los sistemas eléctricos<sup>11</sup> impiden que el mercado se desarrolle sin un diseño regulatorio adecuado.

¿Cuál es la disyuntiva, entonces, que enfrenta el legislador-regulador? Escoger entre el monopolio regulado o la competencia regulada.

Si elige el primer camino, todos los precios serán fijados administrativamente, utilizando cualquiera de los modelos que la teoría económica ofrece para tratar de obtener el costo marginal, que no es otro que el precio que tendría el producto en un mercado perfecto.

La segunda ruta lo llevará a escindir las actividades de generación, transmisión y distribución, a controlar el nivel de concentración en cada actividad, a introducir las reglas necesarias para que el mercado funcione (sobre todo, las vinculadas al acceso a los servicios e instalaciones esenciales en condiciones no discriminatorias<sup>12</sup>) y a determinar si excluye temporal o permanentemente del mercado a un segmento de la demanda (aquellos que nuestra ley denomina usuarios del servicio público de electricidad) debido a su vulnerabilidad ante las posibles fluctuaciones y volatilidad de un mercado libre, además de las asimetrías de información y negociación existentes.

La experiencia vivida en los países que han tratado de crear mercados eléctricos competitivos (incluido el Perú) enseña que el mercado sólo es posible sobre la base de ciertos presupuestos:

- a. una regulación eficaz, que asegure la desconcentración del mercado, sancione las prácticas anticompetitivas, remueva las barreras de entrada y salida, garantice la operación eficiente del sistema interconectado, permita el acceso en condiciones no discriminatorias a los servicios e instalaciones esenciales y fije de manera adecuada y predecible las tarifas y condiciones aplicables a aquellos servicios que no puedan prestarse en condiciones de competencia;
- b. un mercado con una estructura ampliada y desconcentrada tanto a nivel de la oferta como de la demanda;
- c. la operación neutral de los mercados mayorista y minorista;
- d. la gestión privada de las empresas y servicios eléctricos, incluidas la planificación y operación del sistema y la operación del mercado;
- e. una agencia de competencia con idoneidad técnica y moral, que sancione cualquier abuso de posición de dominio o práctica restrictiva de la libre competencia;

<sup>10</sup> En estricto, la actividad competitiva es la comercialización de energía (siempre que existan varios proveedores en un sistema interconectado). Esta comercialización puede ser tanto a nivel mayorista (ventas hechas por los propios generadores) como en el segmento minorista (comercializadores que compitan por los usuarios finales). Cuando se crea la figura del comercializador –que aún no existe en nuestra legislación– el distribuidor se limita a operar la red de distribución (de manera similar a los operadores del sistema de transmisión) y los usuarios pueden elegir al comercializador de su preferencia con el que contratan sus requerimientos.

<sup>11</sup> Complejidades dentro de las que pueden mencionarse las siguientes: (i) a diferencia de otros productos, la electricidad no puede almacenarse, debe producirse y consumirse en tiempo real, lo cual obliga a una planificación y coordinación del despacho que asegure un balance instantáneo entre la electricidad que es producida por las unidades de generación y la que es consumida por la demanda; (ii) la energía producida por los distintos proveedores debe ser comercializada a través de una infraestructura única que es compartida por todos ellos: los sistemas de transmisión y de distribución; y (iii) al encontrarse interconectadas todas las instalaciones, lo que haga un productor, transmisor o consumidor puede afectar al resto, lo cual obliga a operar de manera coordinada y sincrónica ya que cualquier desviación puede ocasionar perturbaciones que dañen los equipos y hagan colapsar el sistema.

<sup>12</sup> Es decir, el acceso no sólo a los sistemas de transmisión y distribución, sino al mercado *spot* de energía, a los servicios auxiliares y a la gestión técnica del sistema interconectado.

- f. una planificación y coordinación eficiente del sistema y de la transmisión;
- g. precios y tarifas que den las señales correctas de escasez al mercado, reflejando los costos marginales e internalizando los costos de congestión y otras externalidades que inciden en el suministro eléctrico.

El diagnóstico que hace el Libro Blanco, publicado por la Comisión creada por la Ley 28447, es que algunos de estos presupuestos no se dan en el Perú. En tanto no se remuevan los obstáculos que impiden su existencia (buena parte de ellos legales) no habrá un mercado eléctrico competitivo. Para entender la magnitud del peligro es necesario tener presente que cuando se opta por un modelo de competencia regulada y la competencia no llega a darse, el riesgo que corre un país no sólo es el de precios altos de electricidad, que restan competitividad a los sectores productivos y perjudican a la población, sino que puede llegar al desabastecimiento. El racionamiento es una posibilidad real si la inversión en generación y en transmisión no responde al crecimiento de la demanda. Lo sucedido en California hace unos años es un ejemplo de la catástrofe que puede ocasionar un marco regulatorio inadecuado.

### ¿EN QUÉ FALLÓ LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS?

Sin desmerecer las bondades de la Ley de Concesiones Eléctricas, es posible que uno de los mayores errores de quienes la diseñaron fuera asumir que bastaba con desagregar la generación, transmisión y distribución para que existiera competencia e inversión. Lamentablemente, no fue así. Faltaba mucho trecho por recorrer antes de convertir en un mercado competitivo lo que hasta ese momento era una industria monopólica y verticalmente integrada. La reforma no puede concebirse como un instante en el tiempo, sino como un proceso de largo aliento.

Con la ley, efectivamente, el primer paso había sido dado: escindir las tres actividades eléctricas, para evitar que los monopolios naturales (transmisión y distribución) subsidiasen la actividad competitiva (generación). De esta manera, además, se facilitaba a la generación el acceso a dichas instalaciones esenciales. Sin embargo, esta medida no era suficiente.

Para que un mercado exista debe haber vendedores (al menos dos y, de preferencia, muchos) y compradores (idem: mientras más, mejor). Debe existir también

libertad para contratar y de contratación (los potenciales vendedores no deben estar legalmente impedidos de vender y los adquirentes de comprar, y deben tener la mayor libertad posible para determinar las estipulaciones aplicables a su relación contractual). En la medida que el producto sea homogéneo (y la electricidad es de los bienes más homogéneos que existen, ya que un kilovatio es idéntico a otro, con prescindencia de quién lo genere) resulta altamente conveniente la existencia de un mecanismo centralizado de negociación al cual tengan acceso la oferta y la demanda, puesto que dinamiza las transacciones y reduce las asimetrías de información y negociación que existen entre compradores y vendedores. Adicionalmente, dadas las peculiaridades de la industria eléctrica –en donde resulta imposible almacenar la energía y todos los vendedores deben usar las mismas redes para llegar a sus compradores– es indispensable determinar quiénes asumirán la gestión técnica y económica del sistema interconectado, para garantizar el balance instantáneo entre la energía que se produce y la que se consume, el cumplimiento de los procedimientos de seguridad y la provisión de los servicios auxiliares necesarios para la confiabilidad y continuidad del sistema, así como la liquidación de las transacciones en el mercado de corto plazo (*spot*).

Es en el análisis de la regulación aplicable a estos cuatro elementos (oferta, demanda, mercados y operación del sistema) que quiero centrar el presente ensayo. Para mayor claridad, empezaré con una descripción de los mercados.

### LOS MERCADOS ELÉCTRICOS

Siguiendo el modelo chileno, la Ley de Concesiones Eléctricas dividió la generación en dos segmentos: uno regulado y el otro libre. El primero corresponde al suministro destinado a los usuarios del servicio público de electricidad (con requerimientos de potencia menores a 1 megavatio<sup>13</sup>), en el cual tanto las ventas de generador a distribuidor, como de este último al consumidor final, se realizan a un precio fijado administrativamente (la tarifa en barra). En cuanto al mercado “disputable”, tanto los clientes libres como las distribuidoras (para sus compras destinadas a atender dicho segmento) pueden pactar libremente las estipulaciones aplicables a la venta de potencia y energía mediante contratos bilaterales.

Adicionalmente, existe un mercado *spot*, en el cual sólo se compensan los desbalances que puedan existir entre la potencia y energía producida por cada generador y la retirada por sus clientes. El Comité de

Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (en adelante, "COES") determina quiénes son los generadores excedentarios (es decir, los que han entregado más potencia y energía de la que consumieron sus clientes), así como los pagos que deben serles acreditados por los generadores deficitarios (que despacharon menos de lo que retiraron sus clientes). Las transferencias se calculan al costo marginal de cada barra.

Un elemento a tener en cuenta es que en el mercado libre peruano la oferta de suministro se encuentra restringida a los generadores y los distribuidores (estos últimos, en su zona de concesión). No existe la figura del comercializador, es decir, del intermediario. Nadie que no tenga la calidad de generador o de distribuidor puede vender electricidad al por mayor o por menor.

Por su parte, los generadores pueden elegir libremente entre vender al mercado *spot* la electricidad que producen, celebrar contratos bilaterales con distribuidores o clientes libres, o una combinación de ambas opciones. La única restricción es la contenida en el artículo 101 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, que exige que cualquier contratación cuente con la garantía física del suministro (es decir, que no pueden obligarse a suministrar más potencia y energía que las que producen y las que tengan contratadas con otros generadores). En otras palabras, la legislación vigente impide, incluso a los generadores, la celebración de contratos financieros "puros", a pesar de que ello sería teóricamente posible al tener acceso al mercado "spot" para adquirir cualquier faltante que no produzcan.

Los compradores, por su parte (sean distribuidores o clientes libres, ya que los usuarios del servicio público de electricidad deben adquirir la energía de su distribuidor), sólo tienen la posibilidad de celebrar contratos bilaterales. No tienen acceso al mercado *spot*, ni siquiera para equilibrar sus déficits o excesos.

Adicionalmente, los artículos 34, inciso b), y 36, inciso f), de la Ley de Concesiones Eléctricas, obligan a los distribuidores a contratar con un mínimo de 24 meses de anticipación los requerimientos totales de potencia y energía de sus clientes, sancionando el incumplimiento con la caducidad de la concesión<sup>14</sup>.

De acuerdo con la calificación propuesta por Sally Hunt<sup>15</sup> y otros autores, en el "ranking" de desregulación, el mercado peruano correspondería al modelo 3, aunque con ciertos aspectos inacabados (heredados del modelo 2) que probablemente constituyen una de las causas de la excesiva rigidez de este mercado, según el diagnóstico del Libro Blanco.

A diferencia del modelo 1 (monopolio verticalmente integrado en el cual no existe competencia de generación) y del modelo 2 (un solo comprador –la distribuidora– que adquiere la electricidad de generadores en competencia), el modelo 3 abre la posibilidad de una competencia a nivel del mercado mayorista de generación. El acceso pleno a la competencia de los pequeños consumidores únicamente se produce en el modelo 4, en el que existe un mercado minorista competitivo, como es el caso de España y de Inglaterra y Gales.

De acuerdo con Hunt, para que el modelo 3 funcione, se requieren los siguientes elementos:

- que la generación se haya desregulado y venda su producción en el mercado mayorista (lo que sucede sólo parcialmente en el caso peruano, ya que una porción va al mercado regulado y se vende a tarifa en barra);
- que las distribuidoras y clientes libres accedan al mercado mayorista (en el Perú esto se da de manera limitada, a través de contratos bilaterales, sin que puedan acceder al mercado *spot* ni a ninguna mesa de negociaciones centralizada);
- que se permita la existencia de intermediarios, *brokers* y comercializadores (en la legislación peruana, no se permite la intermediación en electricidad, los distribuidores y generadores son los únicos que pueden vender electricidad);
- que el cliente libre no tenga la posibilidad de ser atendido por el mercado regulado (esto es así actualmente, aunque la Comisión propone en su Libro Blanco que los clientes libres puedan optar por continuar siendo regulados);
- reducir progresivamente el límite que distingue a los consumidores disputables de aquellos que

<sup>14</sup> La sanción de caducidad de la concesión por incumplimiento de la garantía de suministro ha quedado suspendida por la Primera Disposición Transitoria de la Ley 28447 hasta el 31 de diciembre de 2007. Durante este periodo las distribuidoras se encuentran facultadas a retirar la potencia y energía que requieran sus usuarios del servicio público de electricidad, aun cuando no las tengan contratadas con los generadores, en cuyo caso deben depositar en un fideicomiso el monto de lo retirado, valorizado a tarifa en barra. Esta medida transitoria, que viene a ser la prolongación del Decreto de Urgencia 7-2004, fue la solución que encontró el Estado para la crisis de contratación que se produjo en el 2004, cuando ningún generador aceptó vender al mercado regulado.

<sup>15</sup> HUNT, Sally. "Making Competition Work in Electricity". Nueva York: John Wiley and Sons. 2002. pp. 41-59.

continúan bajo el monopolio de la distribuidora (en el caso peruano, no ha habido reducción alguna del límite desde que se aprobó la Ley de Concesiones Eléctricas en 1992);

- que el suministro por las distribuidoras al segmento regulado sea atendido a través de contratos con los generadores o comercializadores a una tarifa igual a “costos fijos más costos variables” del mercado libre (esto tampoco se da, pues existen dos mercados desvinculados entre sí).

A contramano de lo que la teoría económica recomienda respecto del último elemento citado, en el Perú el 53% de la energía que se produce se encuentra fuera del mercado, porque sus precios se fijan mediante proyecciones realizadas por el regulador (de la oferta, la demanda y los costos de prestación del servicio) que no guardan relación con los del mercado libre. Ello explica los serios desfases que existen entre ambos segmentos y la fuerte resistencia de los generadores para vender al segmento regulado, ya que las tarifas no consideran las condiciones del mercado sobre expectativas, riesgos y escasez. A lo anterior se agrega la percepción de que el regulador ejerce una discrecionalidad excesiva para reducir las tarifas. Con ese modelo, no es posible la competencia para abastecer al servicio público de electricidad.

En opinión de Hunt –y la experiencia peruana parece corroborarla– esta estructura en la que los precios regulados están desvinculados del mercado no es sostenible en el largo plazo, puesto que:

“Nadie estará satisfecho con el resultado, salvo que por una coincidencia los precios regulados sean exactamente los mismos que los precios de mercado. Si no lo son, los grandes consumidores cabildarán para volver a ser clientes regulados, o los pequeños clientes pedirán la desregulación. Luego, el siguiente año, las posiciones se revertirán. Es, sin duda, preferible liquidar el antiguo régimen y empezar de cero. Aun los pequeños clientes debieran pagar los precios de mercado y lo harán, si la empresa de distribución en el Modelo 3 compra en el mercado competitivo”<sup>16</sup>.

Es decir que en lugar de una tarifa basada en proyecciones del regulador, lo conveniente es que las

distribuidoras adquieran la potencia y energía en el mercado libre y que, concordantemente, los usuarios de servicio público paguen el precio de mercado (sea en base a una media ponderada de lo pagado por el distribuidor en sus compras o del precio medio vigente en el mercado mayorista). Cuando los usuarios cuentan con el equipo de medición adecuado, lo ideal es que los signos de escasez se reflejen en las tarifas a través de precios diferenciados de energía por bloques horarios, directamente relacionados con los del mercado *spot*. Sin embargo, en tanto dichos equipos de medición no sean accesibles al consumidor residencial (y en el Perú habrá de pasar mucho tiempo para ello), probablemente lo más conveniente será intentar una solución alternativa para vincular ambos mercados.

De alguna manera, el artículo 53 de la Ley de Concesiones Eléctricas intentó “anclar” la tarifa regulada en la realidad del mercado libre<sup>17</sup>, obligando a la comparación entre el precio administrativo y los precios pactados en el segmento no regulado. Sin embargo, la reglamentación y práctica regulatoria vigentes –además de las dificultades inherentes a la comparación de contratos bilaterales que no se encuentran estandarizados, en los que es usual pactar condiciones y servicios adicionales que no resultan equiparables con los del servicio regulado– han llevado a que esta comparación se realice de una manera excesivamente distorsionada y plagada de presunciones, lo que ha producido el prodigio de que siempre las tarifas diseñadas por el regulador se encuentren dentro del rango exigido por la ley respecto de los precios del mercado libre.

Otra forma de vincular los precios fijados administrativamente con los del mercado libre es la utilizada en Argentina, en la que trimestralmente se aprueba un precio estacional que debe cubrir los valores del mercado *spot* durante ese periodo. Este sistema funcionó bastante bien hasta que el gobierno empezó a fijar un precio estacional inferior al del mercado<sup>18</sup>.

En todo caso, lo imprescindible es que las tarifas reflejen los precios y condiciones que imperan en el mercado. En la dirección correcta, el Libro Blanco propone modificar la Ley de Concesiones Eléctricas para que

<sup>16</sup> Ibid. pp. 51-52. La cita es una traducción del siguiente texto: “No one will be satisfied with the result, unless by absolute chance the regulated prices were exactly the same as the market prices. If they are not, the big customers will lobby for re-regulation, or the small customers will seek deregulation. Then next year the positions will be reversed. It is far preferable to buy out of the old regime and start a new. Even the small customers should be paying market prices, and they will if the Distco in Model 3 buys in the competitive market”.

<sup>17</sup> Al establecer la obligación del regulador de comparar la tarifa teórica con los precios del mercado libre con el objeto de verificar que la diferencia entre ésta y aquélla no exceda el rango del 10%.

<sup>18</sup> Según información proporcionada por el doctor Juan Bosch, en los últimos 3 años la Secretaría de Energía ha sancionado precios estacionales que no cubren en su integridad el valor *spot* de las transacciones, más los costos de transporte y distribución. Lo anterior ha obligado a utilizar los recursos del Fondo Estacional (destinado a cubrir contingencias extraordinarias), el cual pasó de tener un superávit de \$400 millones en el 2002 a acumular un déficit que actualmente supera los \$ 1,000 millones.

aquellas se fijen considerando los precios firmes de la potencia y energía obtenidos en licitaciones que convocaría el organismo regulador para atender los requerimientos del segmento regulado. También se tomarían en cuenta las adquisiciones en el mercado de corto plazo para compensar los desbalances y se fomentaría la contratación por bloques horarios de energía<sup>19</sup>.

En cuanto al mercado libre –que representa el 47% del total– el documento de la Comisión constata que este segmento adolece de una rigidez excesiva, producto de las barreras legales existentes. Los clientes libres y las distribuidoras sólo pueden adquirir energía negociando contratos bilaterales que ni siquiera se encuentran estandarizados. Deben, por tanto, negociar con el proveedor todas y cada una de las condiciones del suministro. No tienen acceso al mercado *spot*, a pesar de que éste constituye una instalación esencial para que se desarrolle un mercado competitivo. Con todo ello se incrementan los costos de transacción y se refuerza la asimetría informativa.

Como solución, el Libro Blanco propone permitir a distribuidores y clientes libres el acceso al mercado *spot*, pero exclusivamente para transar sus desbalances (es decir, para vender excedentes o comprar faltantes de potencia o energía).

Personalmente, no encuentro la razón para un uso tan restringido del mercado *spot*. Sería más eficiente convertirlo en una verdadera mesa de negociación, cuyas transacciones se liquiden en base a los precios fijados por el mercado (confluencia de oferta y demanda) en lugar de los valores determinados exclusivamente por la oferta (costos marginales) como ocurre actualmente. Un mecanismo centralizado de esta naturaleza, administrado por un operador independiente, incrementaría significativamente la liquidez del mercado y permitiría, además, la introducción de nuevos productos, como las operaciones de futuras y opciones, que permitan a los agentes protegerse de la volatilidad de los precios del mercado *spot*<sup>20</sup>.

## LA OFERTA DE GENERACIÓN

Cuando en 1992 la Ley de Concesiones Eléctricas introdujo un modelo de “competencia regulada”, en el Perú existía una situación muy similar a la de

Inglaterra, Chile, Argentina, España y muchos otros países al momento de emprender la aventura de la desregulación: la industria eléctrica era un monopolio estatal verticalmente integrado.

Evidentemente, si se quería crear un mercado, no bastaba con escindir dichas actividades, sino que había que privatizarlas y desconcentrarlas. El Estado se convertía en el gran regulador y fiscalizador de la industria, mientras los inversionistas privados debían asumir la gestión y competir entre ellos.

Tristemente, el proceso de privatización en el Perú quedó trunco. Aproximadamente la mitad de las centrales de generación permanecieron bajo el control del Estado, que hoy en día es el grupo económico con mayor capacidad de generación. A lo anterior se agregó la miopía de los gobiernos que no supieron aprovechar la privatización para desconcentrar el mercado y promover tanto el ingreso de nuevos actores como la consolidación de los generadores más pequeños.

La consecuencia ha sido una concentración excesiva que el Libro Blanco identifica como la primera barrera al desarrollo de un mercado de generación eficiente. Basta señalar que de acuerdo con las cifras consignadas en dicho documento, las generadoras controladas por el Estado peruano producen el 34.2% de la potencia y el 43.2% de la energía. Le siguen el grupo Endesa (con 33.3% de la potencia y 27.1% de la energía) y Duke Energy (con 16.2% de la potencia y 15.1% de la energía). Estos tres grupos concentran el 83.7% de la potencia y el 85.4% de la energía que se produce en el Perú. Las generadoras del Estado perciben el 44.9% de los ingresos totales por venta de energía, las del grupo Endesa el 18.9% y Duke Energy el 12.2%.

Cuando hay concentración, unos pocos productores tienen un poder tal que pueden actuar de manera independiente al mercado y afectar los precios a través de restricciones artificiales de la oferta. Un ejemplo que Hunt cita<sup>21</sup> resulta esclarecedor: imaginemos que existen 13 centrales de generación, que cada una de ellas es capaz de producir 100 megavatios, que la demanda total del sistema (lo que consumen todos los usuarios) es de 1,100 megavatios y que la diferencia entre los costos marginales de cada una es de un dólar (i.e. que el costo de la central 1 es de \$1, el de la central 2 es de \$2 y así sucesivamente hasta llegar a la central

<sup>19</sup> Como veremos más adelante, el propósito de estas licitaciones es que se desconcentre la oferta mediante el ingreso de nuevos competidores, se garantice el suministro al servicio público de electricidad y se consiga una reserva eficiente en el sistema que reduzca la volatilidad de los costos marginales.

<sup>20</sup> En el sector eléctrico, los mercados de futuro usualmente corresponden al día anterior e, incluso, a la hora anterior al tiempo real en que se verifica la transacción. Así funciona en la mayoría de países en los que existe una bolsa de energía.

<sup>21</sup> HUNT, Sally. Op. Cit. pp. 90-93.

13, cuyo costo variable es de \$13). En un sistema “marginalista” como el peruano, en que el precio lo fija la unidad más cara que despacha en un determinado momento, los 1,100 megavatios serán proporcionados por las 11 centrales con los menores costos. Por lo tanto, las dos centrales más caras (las centrales 12 y 13) quedarán fuera de carrera, en tanto que las 11 restantes percibirán los \$11 que corresponden al costo marginal de la central 11.

Ahora bien, supongamos que una empresa es propietaria de las centrales 2, 5, 7 y 11, es decir, que controla el 40% de la producción. ¿Qué sucedería si decidiese retirar del servicio su central 11 o declarar por ella un costo marginal de \$15? Que para abastecer la demanda, será necesario que opere la central 12, con lo cual el precio de la potencia subirá de \$11 a \$12. ¿Qué gana con esta conducta dicha empresa? \$1 dólar más por megavatio que produzcan sus otras tres centrales. ¿Qué pierden los consumidores? Ese dólar por megavatio adicional que se vieron obligados a pagar por una restricción de la oferta efectuada por una empresa con poder de mercado.

El poder de mercado es además, terreno fértil para ciertas conductas anticompetitivas como el reparto de mercado y reduce –si no elimina– los incentivos para nuevas inversiones. Es por esta razón que el Libro Blanco señala como prerrequisito de un mercado competitivo el contar con “un número de compradores y vendedores que limite el ejercicio de poder de mercado atribuible a un agente que pudiera poseer un tamaño o capacidad significativa para alterar los precios mediante una retención de parte de la oferta”<sup>22</sup>.

Pero en el Perú no sólo existe una oferta excesivamente concentrada, sino también barreras legales a la entrada de nuevos generadores. Una de las más importantes es la forma de remunerar la potencia –que es la porción de la tarifa que retribuye la inversión, en tanto que el precio de la energía retribuye los costos operativos– cuyo deficiente diseño no permite recuperar los costos de inversión en los que debe incurrir cualquier operador entrante. Evidentemente, esto no es un problema para quienes ya hundieron sus costos; más bien es una ventaja, pues elimina el ingreso de nuevos

competidores. Con una oferta estática, cerrada a nueva competencia, los incentivos para un reparto del mercado son evidentes.

Lo sorprendente es que el Poder Ejecutivo fue quien aprobó y es quien ha mantenido en vigor todos estos años un marco legal que impide la desconcentración del mercado eléctrico, a pesar que sin ésta no es posible que exista competencia<sup>23</sup>. Como afirma Joskow:

“La desregulación de los servicios vendidos en el sector competitivo requiere que haya un adecuado número de firmas competidoras o adecuadas restricciones en los precios dadas por la entrada real o potencial de las nuevas firmas, de tal manera que se asegure que los consumidores no sean gravados por precios que estén significativamente por encima de los niveles competitivos”<sup>24</sup>.

La solución propuesta en el documento de la Comisión para desconcentrar el mercado consiste en establecer un mecanismo de licitaciones que facilite el ingreso de nuevos competidores. La idea es “empaquetar” los requerimientos futuros de las distribuidoras para atender el segmento regulado y ofrecerlo a quienes estén interesados en instalar nuevas centrales operadas a gas, a cambio de precios firmes que garanticen el retorno de su inversión.

Con la implementación de este sistema de licitaciones, la Comisión pretende resolver tres problemas que aquejan al mercado eléctrico: la excesiva concentración de la oferta, la inseguridad respecto del abastecimiento al mercado regulado y la escasa reserva eficiente en el sistema.

Sin embargo, creo que dicha medida es insuficiente si de lo que se trata es de desconcentrar el mercado en el corto plazo. No basta con fomentar el ingreso de nuevos competidores que atiendan los requerimientos adicionales producto del crecimiento de la demanda del segmento regulado (ni siquiera de la demanda total). Por ejemplo, en un mercado como el norteamericano, con un crecimiento del 2% anual de su demanda, Hunt calcula que le tomaría 35 años a los generadores entrantes alcanzar una participación del 50% del mercado y más de 20 años llegar siquiera al 33%<sup>25</sup>.

<sup>22</sup> Libro Blanco. p. 26.

<sup>23</sup> El gobierno de Fujimori llegó a suspender el otorgamiento de nuevas concesiones hidroeléctricas, argumentando la necesidad de esta medida en la promoción de la utilización del gas de Camisea. Esa decisión política ocasionó la paralización de una serie de proyectos cuya realización nos hubiera puesto en una condición bastante más favorable ante la sequía del año pasado. Todo lo anterior lleva a cuestionar la discrecionalidad que tiene en materia regulatoria el Ministerio de Energía y Minas. En tiempos en que el Gobierno reconoce que la excesiva discrecionalidad del regulador incrementa la percepción de riesgo del inversionista (así se señala expresamente en el Libro Blanco) no debe olvidarse que la gran mayoría de las barreras que limitan la inversión provienen de normas de carácter reglamentario aprobadas por dicho Ministerio. Sería conveniente que la ley imponga al Ejecutivo la misma obligación que actualmente tiene el OSINERG de prepublicar sus proyectos de normas y sustentarlos adecuadamente.

<sup>24</sup> JOSKOW, Paul L. “Introduciendo la competencia en las industrias de redes reguladas: de las jerarquías a los mercados en el sector de la electricidad”. Documento de Trabajo 173. Departamento de Economía de la Pontificia Universidad Católica del Perú. 1999. p. 7.

<sup>25</sup> HUNT, Sally. Op. Cit. p. 98.

En el caso peruano, la desconcentración horizontal debería exigirse al Estado. Si se privatizan las centrales que aún son de su propiedad (que representan, aproximadamente, el 40% de la oferta) y se establecen restricciones para evitar que las empresas con poder de mercado puedan adquirirlas, es posible obtener una oferta más desconcentrada en un plazo razonable.

Llama la atención que esta medida no haya sido recomendada en el Libro Blanco. Si bien a un año de las elecciones, la privatización es una tarea políticamente inviable para el gobierno saliente, puede ser uno de los objetivos del que resulte elegido. De ella depende, en gran medida, que la competencia deje de ser una utopía.

Medidas adicionales para dinamizar la oferta de generación incluyen:

- i) la estandarización de los contratos;
- ii) la obligación de vender un porcentaje significativo de la producción mediante contratos de mediano y largo plazo. De esta manera, se reducen los incentivos para la restricción artificial de la oferta, ya que ésta tiene sentido cuando las ventas se realizan en el mercado *spot*;
- iii) la obligación de formular “ofertas referenciales” en las que se publiciten los precios y condiciones aplicables a los contratos de suministro en función del plazo, volumen y otras características estándares. De esta manera, no sólo se reduce la asimetría informativa –permitiendo a los potenciales compradores comparar las ofertas de sus potenciales vendedores–, sino que se protege al mercado de posibles abusos de posición de dominio. Asimismo, se facilita la introducción de la figura del comercializador –del cual trataremos más adelante– y el ejercicio de su derecho a adquirir la electricidad en igualdad de condiciones.

## LA DEMANDA

Otra característica del mercado eléctrico peruano es lo reducido y concentrado de su demanda, no sólo en términos totales, sino especialmente de quienes conforman el llamado “mercado disputable”, que no

son otros que los clientes libres.

De los 3,866.849 consumidores de electricidad que existen en el Perú, sólo 244 tienen el status de clientes libres<sup>26</sup> (por tener requerimientos de potencia que exceden 1 megavatio) y, por ende, la posibilidad de elegir a su proveedor y de pactar los precios y condiciones del servicio. Estos 244 consumidores compran aproximadamente el 47% de la energía producida.

Los 3,866.605 usuarios restantes representan el 53% de la demanda de energía y, al tener la calidad de “usuarios del servicio público de electricidad”, deben adquirirla a precio regulado de su distribuidor, quien goza de un monopolio legal en su área de concesión<sup>27</sup>.

Un dato interesante es que a pesar que la tendencia mundial ha sido reducir progresivamente el límite de consumo para incorporar dentro del rango de clientes libres a un mayor número de agentes (lo que ha sucedido en países como Inglaterra, España y Colombia) en el Perú la frontera de 1 megavatio se ha mantenido inamovible desde que fuera fijada en 1992 por la Ley de Concesiones Eléctricas.

Probablemente, la explicación se encuentra en la excesiva concentración de la oferta de generación en el Perú que hace temer al legislador que una reducción del límite, en lugar de beneficiar a los usuarios con precios de mercado, los exponga a altos costos marginales determinados por centrales obsoletas y restricciones artificiales en la oferta. Es por ello que, a contramano de lo que se da en otros países, el Libro Blanco propone modificar la Ley de Concesiones Eléctricas para que los clientes libres puedan optar por seguir en el mercado regulado, si lo consideran más conveniente<sup>28</sup>.

Sin perjuicio del justificado temor que puede llevar a la Comisión a cobijar bajo el manto de la regulación al mayor número posible de usuarios, es claro que todo mercado requiere, para su consolidación, de una base lo más amplia posible de vendedores y compradores. Mientras mayor sea la demanda y el número de potenciales clientes en el mercado libre, mayores serán los incentivos para una competencia real. Por eso es fundamental reducir progresivamente el límite que

<sup>26</sup> Información proporcionada por la Oficina de Estudios Económicos del OSINERG.

<sup>27</sup> El artículo 30 de la Ley de Concesiones Eléctricas otorga un monopolio legal al concesionario de distribución respecto del suministro del servicio público de electricidad, que comprende a todos los usuarios cuyos requerimientos de potencia sean inferiores a los 1,000 kilovatios.

<sup>28</sup> “Debe también tomarse en cuenta que la calificación de libre a un determinado consumidor debe constituir una opción que debe ejercer el cliente y no una obligación impuesta por consideraciones sobre su demanda máxima. De esta manera por encima del límite establecido en el Reglamento (1000 kW) el cliente debería poder elegir si desea pertenecer al conjunto de consumidores que pagan tarifas reguladas. La decisión del consumidor de elegir una u otra opción debería establecerse con un cierto periodo de anticipación a determinar, para evitar la especulación con los costos marginales de corto plazo”. Libro Blanco. Primera Versión. p. 29.

separa a los clientes libres de los regulados, con miras a que en un futuro cercano al menos todos los usuarios comerciales e industriales pasen al mercado libre.

El modelo implementado en España resulta particularmente interesante, dado el nivel de concentración que existe en dicho mercado. En ese país, el 85% de la producción de electricidad está en manos de cuatro grupos: Endesa (42,39%), Iberdrola (25,21%), Unión Fenosa (11,49%) e Hidroeléctrica del Cantábrico (6,19%)<sup>29</sup>. Según un informe de la Consultora London Economics, encargado por la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, el nivel de concentración permite a Endesa e Iberdrola manejar los precios independientemente del mercado<sup>30</sup>.

La apertura del mercado español comenzó en el año 1997, con la Ley 54/1997. Inicialmente se incluyó en el segmento de los clientes libres a aquellos con consumos superiores a los 15 GWh<sup>31</sup>, lo cual representaba el 26% del mercado (700 suministros). Asimismo, se estableció un cronograma de reducción progresiva de este límite, que a partir de enero de 1999 bajó a 5 GWh (33,40% del mercado y 2,300 suministros). Desde julio de 2000, todos los consumidores de media y alta tensión<sup>32</sup> tuvieron la posibilidad de pasar al mercado libre, ampliándose el segmento disputable a 65,000 suministros. A partir del 1 de enero de 2003, todos los consumidores, inclusive los residenciales (es decir, 21,500.000 suministros), tienen la posibilidad de elegir al proveedor de su preferencia. Con una ventaja adicional: los usuarios no sólo tienen el derecho de optar entre permanecer bajo el régimen de tarifa o pasar al mercado libre, sino que su decisión es revocable. El único límite es mantenerse al menos un año en el mercado liberalizado. Si vuelven al segmento regulado, deberán quedarse en él al menos otro año, antes de poder regresar al mercado libre<sup>33</sup>. A partir del año 2007, sólo los clientes en baja tensión mantendrán el derecho a revocar su decisión de pasar al mercado libre.

Una exposición reciente del Viceministro de Energía ante la Comisión de Energía y Minas del Congreso, el pasado mes de abril, parece recoger tímidamente el modelo español, al plantear reducir la frontera entre clientes libres y regulados de 1.000 a 500 kilovatios y permitir que los clientes con requerimientos de potencia

entre 500 y 2.000 kilovatios puedan optar entre continuar regulados o pasar al mercado libre. Los clientes con consumos superiores a los 2 megavatios seguirían siendo "obligatoriamente" libres.

Si bien desde el punto de vista teórico no es recomendable que el tránsito al mercado libre sea revocable por el consumidor –por el riesgo de arbitraje, dados los naturales desfases que pueden darse entre la tarifa regulada y los precios de mercado– la revocabilidad puede funcionar como un mecanismo de protección contra el ejercicio de poder de mercado. Si hay competencia efectiva, el mercado libre debe ganarle la batalla a la regulación, porque demostrará su superioridad ofreciendo mayores opciones y ventajas a los consumidores.

De otro lado, los países que han reducido progresivamente el segmento regulado han introducido simultáneamente la figura de los comercializadores. Estos intermediarios compran energía a los generadores para revenderla en el segmento libre –y a veces en el regulado, como en Colombia. De esta suerte, dinamizan el mercado al generar competencia respecto de los clientes libres más pequeños, que justamente son los que el Libro Blanco identifica con dificultades para negociar contratos en condiciones favorables.

Para los generadores, interesados en colocar grandes bloques de energía, los consumidores más pequeños resultan poco apetecibles. Los distribuidores tampoco son la oferta idónea, ya que su tradición como monopolio –y, por tanto, su poca costumbre negociando contratos de suministro en condiciones competitivas– los lleva a privilegiar la atención del servicio público de electricidad, en el que simplemente opera un *pass-through* sin mayores riesgos. Para los comercializadores, por el contrario, los pequeños y medianos clientes libres son el nicho ideal.

Una ventaja adicional es que la introducción del comercializador permite independizar la función que el distribuidor realiza como operador de redes –que constituye un monopolio natural– de la comercialización de energía en el mercado minorista, introduciendo competencia en este último segmento. Esta escisión de actividades no impide que los generadores y distribuidores interesados puedan

<sup>29</sup> Según cifras de julio de 2003, citadas por BAZÁN NAVARRO, Ciro Eduardo. "Análisis de la competencia en un mercado mayorista de electricidad: el caso de España". Documento de Trabajo 2004-04. Universidad de las Palmas de Gran Canaria. Departamento de Análisis Económico Aplicado. p. 6.

<sup>30</sup> Ver: RUIZ MOLINA, María Eugenia. "Liberalización del mercado eléctrico y elegibilidad: consecuencias para el consumidor". Universidad Jaime I. Departamento de Administración de Empresas y Marketing.

<sup>31</sup> El gigavatio hora es una medida de energía que equivale a mil kilovatios hora. En el Perú, el límite se ha establecido en función de la potencia.

<sup>32</sup> Superior a 1000 voltios.

<sup>33</sup> La información ha sido extraída de RUIZ MOLINA, María Eugenia. Op. Cit.

constituir sus propias comercializadoras; más bien incrementa la oferta al permitir que terceros accedan a competir en dicho mercado.

Creo que no existe justificación para excluir perpetuamente del mercado a un segmento de la demanda, como tampoco para impedir el ingreso de intermediarios que contribuirían a dinamizar la oferta. Una propuesta de modificación de la Ley de Concesiones Eléctricas que busque introducir mayor competencia debiera admitir la actuación de los comercializadores y ampliar el tamaño del mercado disputable mediante un cronograma realista de reducción progresiva de los usuarios del servicio público de electricidad. La meta debe ser que en el mediano plazo se incorporen al mercado libre, cuando menos, todos los consumidores de alta y media tensión (lo cual incrementaría el número de compradores de 244 a 8,135), así como aquellos de baja tensión que cuenten con sistemas de medición que les permita participar en un mercado competitivo.

## GESTIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL SISTEMA

Tanto el mercado *spot* como la operación del sistema interconectado tienen el carácter de instalaciones esenciales, además de monopolios naturales. Probablemente por ello, uno de los temas más controvertidos es quién debe estar a cargo de su administración.

Cuando las actividades eléctricas eran realizadas por empresas verticalmente integradas, lo usual era atribuir la operación del sistema y del mercado "*spot*" a las empresas generadoras (que eran, además, titulares de las instalaciones de transmisión). El objetivo de este tipo de gestión era "garantizar la confiabilidad, minimizar los costos de operación a través de un despacho basado en costos y facilitar el control de las decisiones por grandes generadoras, verticalmente integradas"<sup>34</sup>.

La moderna regulación económica introdujo la desagregación vertical de actividades y redefinió el rol del operador del sistema y del mercado, por considerar ambas funciones como presupuestos esenciales para la existencia de competencia. El "nuevo modelo" de

operación: "maximiza la competencia en generación (sujeta a estándares de confiabilidad aceptables), compite en precios y no en costos y se encuentra abierto a todos los agentes del mercado"<sup>35</sup>.

En el nuevo modelo de operación técnica y económica, la comercialización de la energía constituye la principal preocupación, porque la intención es crear un mercado competitivo de la energía. Evidentemente, ello supone abrir el *spot* a generadores, clientes e intermediarios, así como garantizar una operación técnica y económica del sistema en condiciones no discriminatorias. En opinión del Banco Mundial, los dos primeros objetivos que debe alcanzar el organismo encargado del despacho son: la independencia (es decir, no estar controlado por ningún participante ni por ninguna clase de participantes) y la neutralidad (proporcionar acceso no discriminatorio)<sup>36</sup>.

Una excepción a este "nuevo modelo" han sido las legislaciones de Chile y Perú, que si bien desagregaron las actividades eléctricas, mantuvieron el control de la operación en las empresas de generación.

En el Perú, el COES es una persona jurídica exclusivamente integrada por los generadores y titulares del sistema principal de transmisión. Además de operar el sistema y el mercado *spot*, el COES tiene la función de elaborar y sustentar el estudio técnico-económico en base al cual OSINERG determina las tarifas. Su directorio está compuesto por 9 directores, 8 de los cuales son designados por las empresas de generación y uno por las empresas de transmisión<sup>37</sup>.

Los directores del COES normalmente son empleados de las compañías de generación y transmisión –al no existir impedimentos legales para ello– y no tienen restricciones para votar, incluso, en los casos en que exista un conflicto de interés directo con la empresa para la cual trabajan. Es bastante difícil, por ende, que estén en condiciones de cumplir, en toda su extensión, el mandato del artículo 85 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, que les exige desempeñar sus funciones "con criterio técnico e independencia".

Sólo mientras estuvo en vigor la versión del artículo 85 aprobada por el Decreto Supremo 17-2000-EM<sup>38</sup>, se

<sup>34</sup> "The old style U.S. pools were created to improve reliability, to minimize operating costs through cost-based dispatch and to facilitate control of decision making by large, vertically integrated power companies". BARKER, James; TENENBAUM, Bernard y Fiona WOOLF. "Governance and Regulation of Power Pools and System Operators - An International Comparison". World Bank Technical Paper 382. Washington D.C. 1997. p. 1.

<sup>35</sup> Traducción de: "In contrast, the new style pools were created to maximize competition in generation (subject to accepted reliability standards), to compete on price, not cost and to be open to all market participants...". BARKER, James; TENENBAUM, Bernard y Fiona WOOLF. Ibid. p. 19.

<sup>36</sup> Ibid. p. 3.

<sup>37</sup> El noveno director es designado por los titulares del sistema principal de transmisión de manera rotativa.

<sup>38</sup> Publicado el 18 de setiembre de 2000.

prohibió la participación en el directorio de quienes tuviesen vinculación con el Estado o con las generadoras que vendiesen electricidad a precio regulado. Sin embargo, este texto tuvo una fugaz existencia de cinco meses (hasta que fue derogado el 22 de febrero de 2001 por el Decreto Supremo 11-2001-EM) y nunca llegó a ponerse en práctica. La norma vigente, no obstante, ha incorporado en el directorio del COES, por vez primera, a dos “veedores” con derecho a voz pero sin voto, en representación de los distribuidores y clientes libres.

De otro lado, el sistema de votación consolida el poder de mercado de las empresas más grandes, ya que los representantes de la generación son elegidos por un sistema de votación cumulativa que les otorga 8 votos por cada megavatio de potencia efectiva de su parque generador. Los votos pueden asignarse a un máximo de dos representantes y los grupos económicos son considerados como un solo votante.

Desde que en 1992 se publicó la Ley de Concesiones Eléctricas, los únicos esfuerzos por “abrir” la estructura del COES se limitaron a modificar hasta tres veces el artículo 81 del Reglamento, con el objeto de reducir los requisitos exigidos a los generadores para integrarlo<sup>39</sup>. Sin embargo, como acertadamente acota el documento de la Comisión, “... no se ha considerado que lo indispensable para mejorar la competencia en un mercado es la participación de vendedores y compradores”<sup>40</sup>.

Es evidente que el control de la operación por la generación incrementa el riesgo de que se produzcan restricciones artificiales de la oferta, dado el alto nivel de concentración en dicho mercado. Origina, además, falta de transparencia y neutralidad en las decisiones e impide a los demás participantes acceder a información relevante y a una instalación tan esencial como el mercado *spot*. Nada de ello contribuye al desarrollo de un mercado competitivo. Finalmente, tiene connotaciones injustas, ya que a un sector que es parte

interesada, se le otorga el poder de tomar decisiones que afectan a terceros.

Es por estas razones que en el Libro Blanco se propone una reforma radical de la estructura del COES, con el fin de permitir el acceso a la gestión técnica y económica del sistema a los demás participantes del mercado en igualdad de condiciones con la generación.

En esencia, existen dos modelos de gestión de la operación que buscan garantizar una administración neutral e independiente:

- Un directorio en el cual tengan representación todos los integrantes del sistema (generadores, clientes y comercializadores)<sup>41</sup>.
- Un directorio compuesto por miembros independientes, que no tienen vinculación con los participantes del mercado, ni con el Estado.

Como siempre, existen argumentos a favor y en contra de cada modelo. El primero parece reflejar mejor el ideal democrático de garantizar la participación en el gobierno de todos los integrantes, así como el acceso a la información y adopción de decisiones en condiciones no discriminatorias. Sin embargo, presenta dificultades inherentes a su estructura (¿cuántas clases deben crearse? ¿Cómo se ve afectada la representación en el caso de reorganizaciones societarias: concentraciones, fusiones, escisiones? ¿Debe excluirse a alguna clase de la votación de ciertos temas? ¿Debe alguna clase tener poder de veto o mayor número de representantes?). Las desventajas incluyen las ineficiencias derivadas de directorios con demasiados miembros, lo cual puede obstaculizar el proceso de adopción de acuerdos; así como la falta de independencia de sus integrantes, que puede llevar a que ciertos intereses económicos afecten la operación, sobre todo cuando sus representantes tienen la posibilidad de bloquear las decisiones o controlar la junta<sup>42</sup>.

<sup>39</sup> Respecto de los generadores, el artículo 81 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Supremo 9-93-EM) originalmente establecía que sólo podían integrar el COES las empresas que comercializaban más del 50% de su energía firme y cuya potencia instalada fuese superior al 2% de la potencia efectiva de generación del sistema interconectado. En 1994, se redujo el primer límite al 35% de la energía producida. En el año 2000, se redujeron ambos límites a 15% de la energía producida y 1% de la potencia efectiva de generación del sistema interconectado. Recientemente, el 20 de marzo de 2005, el Decreto Supremo 12-2005-EM ha reconocido a los generadores con una potencia de generación inferior al segundo límite, por vez primera, la posibilidad de elegir formar parte del COES, con los mismos derechos y obligaciones que el resto de sus integrantes. Hasta ese momento, los pequeños generadores que no alcanzaban individualmente los límites establecidos en el Reglamento, debían asociarse para poder ingresar al COES, en cuyo caso sólo podían acreditar a un representante del consorcio. Entiendo que con la reciente modificación, cualquier generador que opte por ingresar al COES tendrá el derecho de acreditar un representante ante la asamblea, con prescindencia de su potencia efectiva de generación.

<sup>40</sup> Libro Blanco. p. 19.

<sup>41</sup> El ejemplo más cercano lo tenemos en Argentina, con CAMMESA, en donde participan representantes de los generadores, transmisores, distribuidores, clientes y Estado, cada uno con una cuota del 20%. Sin embargo, el problema de dicho operador es la participación del Estado y su poder para vetar las decisiones adoptadas por los demás participantes. Lo ideal es que en este sistema de organización ninguna clase tenga el poder de controlar o bloquear los acuerdos.

<sup>42</sup> Para mayor información sobre modelos de gestión de la operación, ver BARKER, James; TENENBAUM, Bernard y Fiona WOLF. Op. Cit. y ÁLVAREZ ARRIAGA, Cristián Alberto. “Análisis comparativo de la gobernabilidad de mercados de generación eléctrica”. Tesis para optar al grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería. Pontificia Universidad Católica de Chile. Santiago. 1998.

En cuanto al segundo modelo, la principal ventaja estaría en que al no tener sus miembros vinculación con la oferta, la demanda ni el Estado, se encuentran en mejor capacidad de representar al “interés público” y actuar de forma desinteresada. El mayor peligro para el Banco Mundial, es que su falta de experiencia o información (derivada de su desvinculación de los participantes) les impida tomar decisiones informadas en tiempos adecuados<sup>43</sup>. En este modelo el diseño resulta también fundamental. Aspectos como los mecanismos para su elección (¿los elige el gobierno o los integrantes del sistema?), y el conjunto de capacidades que deben reunir para una operación eficiente, son esenciales para asegurar su efectividad.

Se ha intentado mitigar las debilidades y desventajas existentes en ambos modelos mediante la creación de versiones híbridas. En algunos sistemas, por ejemplo, existen directorios mixtos, mayoritariamente integrados por miembros independientes, pero que también acogen a representantes de la oferta y demanda. Otro sistema consiste en mantener los directorios independientes, pero crear comités consultivos subordinados al directorio, en los que participan los integrantes del sistema.

Esta última alternativa es la que podría implementarse en el Perú, a tenor de lo señalado por el Viceministro de Energía en una reciente exposición ante el Congreso. Cada participante del mercado (generadores, transmisores, distribuidores, clientes libres y consejo de usuarios) tendría derecho a proponer una terna de profesionales independientes, de las cuales el Ministerio de Energía seleccionaría a los cinco miembros del directorio. En un segundo nivel, existiría un comité consultivo integrado por representantes de las tres actividades eléctricas. Su rol consistiría en absolver las consultas que le formule el directorio y proponer mejoras a las normas y los procedimientos existentes. Adicionalmente se crearía un tribunal de solución de controversias que actuaría como última instancia administrativa para resolver los conflictos que se presenten entre los integrantes del sistema y el operador, o entre integrantes.

Creo que el esquema de organización presentado por el Viceministro va en la dirección correcta, ya que permitiría la existencia de un operador neutral frente a los participantes, a la vez que independiente del gobierno. Ambos aspectos son fundamentales. El primero, por las razones expuestas en esta sección. El segundo, para evitar injerencias políticas que distorsionen el despacho económico y pongan en riesgo la existencia misma del mercado, como nos enseña la reciente historia argentina.

## EPÍLOGO

La experiencia en otros países demuestra que, con legislación adecuada, sí es posible contar con mercados eléctricos competitivos. El diagnóstico hecho por el Libro Blanco indica claramente la ruta a seguir y la clase de modificaciones que debe hacerse a la Ley de Concesiones Eléctricas para alcanzar esa meta.

Probablemente, el mayor peligro que enfrentamos hoy es quedarnos a mitad de camino; que las presiones de los diferentes sectores afectados por las reformas lleven a la Comisión, o al Congreso, a pretender quedar bien “con dios y con el diablo”, mediante soluciones de compromiso que no lleguen a resolver los problemas, sino que se limiten a paliar los efectos de la falta de competencia.

William Hogan nos recuerda que las fallas del mercado, una vez identificadas, deben ser corregidas tan pronto como sea posible y nos advierte que:

“Nunca hay que subestimar la habilidad que tienen los participantes del mercado de aprovecharse de los defectos en el diseño [regulatorio]; nunca debe aceptarse como cierta la despreocupada afirmación de que el mercado será capaz de remontar dichos defectos en el corto plazo”<sup>44</sup>.

Y tiene mucha razón. Probablemente nuestro mayor error fue quedarnos cruzados de brazos por trece años, esperando que el mercado resolviese los problemas y la competencia floreciese con un marco legal deficiente y plagado de barreras de entrada.

<sup>43</sup> Op. Cit. p. 11.

<sup>44</sup> “Never underestimate the ability of market participants to exploit design flaws; never accept a blithe assertion that the market will overcome the design flaws any time soon”. Op. Cit. p.11.