

Nota Técnica N° 28

Análisis de la Conveniencia de Integración Vertical en el Sector Eléctrico de Panamá

Índice

	Página
1. Introducción.....	1
2. Monopolio natural e integración vertical	4
3. Fin del monopolio natural en generación e integración vertical	8
4. La desintegración vertical: el modelo predominante.....	11
5. Consecuencias de la desintegración vertical basada en el modelo predominante	15
6. Extensión del poder de mercado.....	15
7. Precios predatorios	22
8. Reducción de costos de transacción	23
9. La experiencia chilena.....	26
10. Conclusión.....	27

PANAMÁ, 17 DE FEBRERO DE 2003

1. Introducción

Con la aparición de nuevas tecnologías de generación, la microturbina de gas y de ciclo combinado, para hacer mención de algunas, se hace posible la competencia en el segmento de generación al reducirse la escala para la cual la función de costos es *subaditiva*¹. Surge así la posibilidad de separar dicho segmento, al desaparecer su característica de monopolio natural. Aparece entonces la interrogante siguiente: ¿Hasta qué punto se debe efectuar la desintegración para que los distribuidores hagan uso del mercado competitivo de generación? ¿Totalmente? ¿Parcialmente? Este documento, trata de dar una respuesta.

Al respecto, el marco regulatorio panameño, específicamente el Decreto Ley No. 10 del 26 de febrero de 1998 en su artículo 69, reza así:

“Las empresas de distribución y sus propietarios estarán sometidos a las siguientes restricciones en la prestación del servicio: Participar, directa o indirectamente, en el control de plantas de generación, cuando la capacidad agregada equivalente exceda el 15% de la demanda atendida en su zona de concesión.”

Asignándole, de este modo, un límite específico a la integración vertical. No obstante, se observa por otra parte que un proyecto de Ley “por el cual se adopta un régimen de incentivos para el fomento de plantas de generación eléctrica de fuentes nuevas y renovables...” no le impone límite a la integración vertical, refiriéndose a la restricción anterior en los siguientes términos:

“Para los efectos de las restricciones contenidas en el párrafo primero del artículo 94 de la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997, tal como fuere modificado por el 69 del Decreto Ley No. 10 del 26 de febrero de 1998, no se tomarán en cuenta las participaciones directas o indirectas que las Empresas de Distribución y sus propietarios tengan en los Sistemas de Minihidroeléctricas y de Otras Fuentes Renovables.”

Con esto se abre la discusión del tema de la integración vertical en el sector eléctrico en Panamá, y surgen puntos de vistas distintos. Al respecto, la Comisión de Política

¹ Lo que la subaditividad implica es que producir para una sola empresa es menos costoso que cualquier otra configuración de mercado que contenga dos o más empresas. En términos muy formales se da la siguiente definición de subaditividad de la función de costos (Baumol, Panzar y Willig, 1988): $C(Y_1) < \sum_{j=1}^k C(Y_1^j)$, representando el término del lado izquierdo de la desigualdad

el costo como función de la cantidad producida para el caso en que solo existe una empresa en el mercado, y el término del lado derecho representa la suma de los costos para el caso en que existen dos empresas.

Energética, Ministerio de Economía y Finanzas, emite en el mes de abril del año 2001 las siguientes “observaciones sobre el proyecto de ley por el cual se adopta un régimen de incentivos para el fomento de plantas de generación eléctrica de fuentes nuevas y renovables y se modifican otras disposiciones”:

“La propuesta de eliminación de la restricción que establece la Ley 6 de 1997 a las distribuidoras para poder auto-generarse solamente hasta el 15% de la demanda dentro de su zona de concesión, no es viable porque promueve la integración vertical de distribución y generación eléctrica, violando los principios de libre competencia en el mercado de generación eléctrica, y posibilitando la creación de monopolios no regulados.”

Otra opinión sobre el tema, emitida por el Ente Regulador de los Servicios Públicos en el mes de abril² considera que no debe haber integración entre distribuidores y generadores, además de que no debe existir trato diferenciado para los generadores con tecnologías de fuentes de energía renovables. Sus argumentaciones rezan así:

“Aumentar el 15% para permitirle a los distribuidores aumentar su generación propia sería equivalente, además de aumentarle sus ganancias no reguladas, a permitirles que retiren del mercado competitivo partes importantes de sus necesidades y produciría entre los inversionistas interesados en invertir solamente en generación, enormes incertidumbres con respecto a la magnitud del mercado. Éstos no tendrían manera de conocer los planes de inversión en generación por parte de los distribuidores y por lo tanto no les sería fácil iniciar la construcción de una planta sin contar con alguna proyección razonable del mercado, que no dependa de la voluntad de un distribuidor de instalar o no plantas propias.

Por el contrario, para darle mayor fluidez al mercado y asegurar que los beneficios de la competencia sean para los consumidores, sería aconsejable terminar con la ventana de generación que le dio la ley 6 a los distribuidores y eliminar ese 15% de generación propia. En este caso sería prudente darle a los distribuidores que hoy poseen plantas generadoras un plazo razonable para que las vendan. Esta acción aseguraría que las ganancias extraordinarias realizadas por los distribuidores en un negocio que es ajeno a su naturaleza se pueden pasar como un beneficio a los consumidores mediante la realización de los concursos para la compra al por mayor de suministros de energía y potencia. También se aumentaría el número de participantes en el mercado y se abriría la puerta a otros inversionistas interesados en fuentes renovables. A diferencia de los

² Nota del 17 de abril de 2001 dirigida por Alex Anel Arrollo, Director Presidente del Ente Regulador de los Servicios Públicos, al Honorable Legislador Arturo Araúz, Presidente de la Subcomisión de Estudio del proyecto 122 de la Comisión de Comercio de la Asamblea Legislativa de la República de Panamá.

distribuidores, los nuevos dueños no obtendrían en forma automática sus ganancias; tendrían que participar en licitaciones y ofrecer precios más bajos que sus competidores lo cual beneficiaría a los clientes finales.

Es menester señalar que el costo de la generación es el componente más importante (aproximadamente 60%) del precio de la energía al consumidor final. Eliminar la competencia en el rubro de la generación, tal como se sugiere en el anteproyecto de Ley que nos ocupa, excluiría las posibilidades para el consumidor final de lograr precios competitivos en aquel rubro en el cual existen las mejores condiciones para lograrlo. El proyecto de ley haría que los beneficios fueran únicamente para los distribuidores que construyan plantas que califiquen para los incentivos incluidos en el mencionado proyecto de ley.”

Así, como se desprende de estas opiniones, puede observarse que ambas argumentan en torno a la pérdida de competencia en el segmento de generación que se presentaría si no existiesen límites a la integración vertical.

Pero, dada las *economías de alcance* y la reducción de los *costos de transacción* que pueden lograrse mediante la integración vertical cómo se determina que un 15%, o 0% siendo más extremista, es lo que más conviene desde un punto de vista social. Si de beneficios sociales se trata, al respecto la teoría de la organización industrial postula que la integración vertical es beneficiosa mientras las ganancias de eficiencia producto de la integración entre distribuidores y generadores sean mayores que la pérdida de eficiencia producto de una menor competencia; ante tal disyuntiva, entonces dicho límite se encuentra en el punto en el cual ya no es posible compensar la pérdida de eficiencia, producto de una menor competencia, con la ganancia de eficiencia, producto de las economías de alcance y reducción de los costos de transacción al permitirse la integración vertical. Además, por qué deberían haber consideraciones distintas para las “plantas de generación eléctrica de fuentes nuevas y renovables”. Para dar una respuesta a estas interrogantes, las cuales constituyen el centro de gravedad de las materias objeto de discernimiento de este documento, se explorará, en primera instancia, los argumentos teóricos a favor y en contra de la integración vertical del sector eléctrico; al mismo tiempo, se intentará extrapolar ese análisis a las especificidades del caso panameño.

Adelantándonos un poco a la conclusión a la que pronto llegaremos, se puede afirmar que el análisis teórico que se expondrá señala que si no hubiesen límites a la integración vertical del sector eléctrico, entonces la existencia del *despacho eléctrico económico*³

³ Una institución del Estado con cierta autonomía cuya función es despachar la energía eléctrica de acuerdo a las posturas de oferta y demanda de forma tal que conlleve a la eficiencia económica. En el modelo de despacho eléctrico económico Británico se reciben posturas de oferta por parte de los generadores; es decir, ellos ofrecen cantidades y precios para cada media hora. Por otra parte, se reciben posturas de demanda por parte de los distribuidores para esa media hora. El despacho eléctrico ordena estas posturas de menor a mayor. Entonces despacha hasta donde la cantidad demandada es igual a la ofrecida, y les paga a todos el

evitaría que los distribuidores discriminen a los generadores y que extiendan el poder de mercado, porque el segmento de generación es *disputable*; ello sería así, independientemente de si la regulación de las tarifas en generación y distribución se regulan con base en costos o si se hace con base en incentivos, o incluso si se determinan libremente en el mercado. Mas aún, dicho análisis resalta que dada la disputabilidad del segmento y la existencia del despacho eléctrico económico, no existe sustento teórico suficiente, ni evidencia empírica, como para imponer algún límite a la integración vertical. Dicho en otros términos, pero con significado equivalente, salvo que se presente el problema de la tarifa al consumidor basada en costos o se determinen libremente, y además no exista el despacho eléctrico económico, las empresas tendrán los incentivos suficientes para incrementar la base tarifaria y obtener un mayor nivel de rentabilidad, expandiendo su propia capacidad de generación y discriminando en contra de los demás generadores. Se concluye en este documento que, dado el estado actual de las instituciones, no debe haber restricciones a la integración entre generación y distribución en el sector eléctrico de Panamá, ya que ante la presencia del despacho eléctrico económico los límites de integración entre distribuidores y generadores se determinan eficientemente de manera natural.

Para demostrar esto, tanto en términos formales como empíricos, se puede comenzar las materias objeto de discernimiento suponiendo en primera instancia que en un país existe una sola empresa privada integrada verticalmente que provee energía eléctrica a toda la población. Pero entonces tenemos que preguntarnos ¿por qué es que tan solo hay una empresa y además integrada verticalmente? La visión de Baumol, Willig, Panzar (1988) da la siguiente respuesta: porque es una *configuración o estructura de mercado sostenible*. La visión de Williamson (1985) responde de una manera diferente a la que provee el análisis de la función de producción: porque es la manera en que las organizaciones reducen los costos de transacción involucrados en el uso del mercado.

Así, se pasa de la pregunta al análisis de la sostenibilidad del monopolio y la economía de los costos de transacción en el sector eléctrico con el propósito de escudriñar la fuente primigenia de la integración vertical y sus consecuencias sobre la concentración del poder de mercado y la discriminación de empresas dominantes.

2. Monopolio natural e integración vertical

En términos muy amplios, o abstractos, la electricidad consumida puede considerarse como el producto final de una cadena de procesos constituida por tres segmentos:

precio correspondiente al último generador que alcanzó a entrar en el despacho. Este tipo de transacciones, de muy corto plazo, se les conoce como mercado eléctrico *spot*. De ese modo, hay generadores que dada su postura a un precio más alto, y se puede pensar que menos eficientes, se quedan fuera del despacho en esa media hora. Este hecho provee un entorno competitivo en generación ya que nadie quiere quedarse sin su pedazo del pastel; por lo tanto, la consecuencia aquí es que el precio al por mayor de la energía eléctrica tiende a acercarse al costo marginal y se logra la mezcla óptima de plantas. Al mismo tiempo, los precios reflejan la escasez del recurso energético, porque las turbinas menos eficientes sólo entran en las horas punta, cuando se ha agotado la capacidad de las más eficientes.

generación, transmisión y distribución; donde el producto de cada segmento se convierte en insumo del siguiente. El segmento de generación está constituido por un conjunto de tecnologías; nuclear, hidroeléctrica, y termoeléctrica como vapor, microturbina de gas natural, ciclo combinado, tan solo por hacer mención de algunas. El segmento de transmisión, al igual que un sistema de transporte, conduce el fluido eléctrico desde un sitio de generación a una red de distribución para el consumo final.

El segmento clave de un sistema interconectado, que tiene como objetivo la optimización o asignación eficiente de los recursos energéticos, lo constituye la red de transmisión, la cual permite el transporte del fluido eléctrico hacia puntos distintos o relativamente distantes de los lugares donde ésta fue generada.

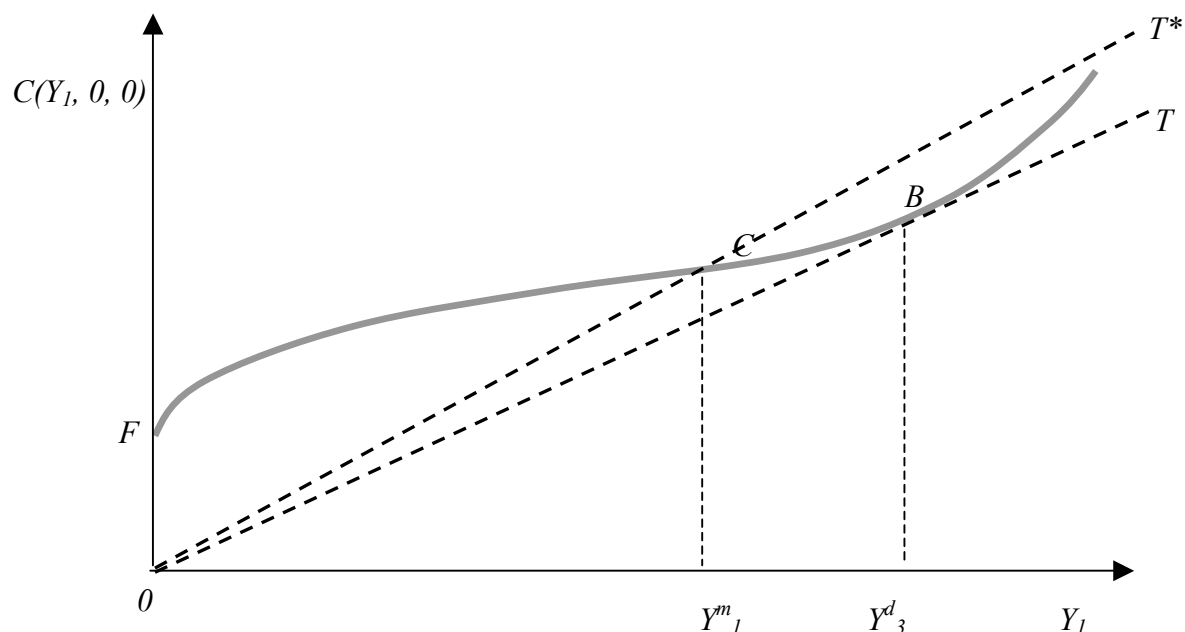
Una subaditividad de costos se presenta en cada uno de los segmentos, o sea generación, transmisión y distribución. Si hubiese una empresa en cada segmento se presentaría una situación como la que se muestra en la figura 1. En ella un polinomio, digamos de tercer grado, representa la curva de costo total FA. Para un precio tal que sus ingresos totales sean iguales a sus costos totales, trazamos rectas que partan del origen; de ese modo tenemos las rectas OT y OT*.

En la medida en que el precio aumenta la recta OT adquiere mayor pendiente. El costo medio mínimo al que se puede producir se ubica en Y^d_1 , en el eje horizontal. Si la empresa produce esta cantidad y fija por lo tanto un precio igual al costo medio mínimo, entonces la recta OT* será tangente a la curva de costo total.

Ahora note en este sentido, que si cualquier otra empresa deseara entrar al mercado y producir una cantidad distinta de la que produce actualmente el monopolista, al precio actual sus costos totales excederían sus ingresos totales. El monopolista posee una función de costos subaditiva y con rendimientos de escala en el vector de producción OY^d_1 . Por lo tanto, la configuración o estructura de mercado de una sola empresa es sostenible.

¿Qué sucedería si el monopolista produce y fija un precio tal que maximice el beneficio, o sea donde el costo marginal sea igual al ingreso marginal? Lo que ocurriría es que la cantidad producida sería menor y el precio superaría al costo medio. Su curva OT adquiriría mayor pendiente. Entonces dado que existe subaditividad de costos y economías de escala, cualquier otra empresa podría entrar al mercado y producir una cantidad mayor de la que él produce teniendo un costo de producción más bajo y por ende pudiendo fijar un precio menor. Por lo tanto, en ausencia de barreras a la entrada y a la salida el monopolista estaría obligado a producir la cantidad Y^d_1 y fijar un precio igual al costo medio, ya que de lo contrario otro puede entrar y fijar un precio menor y llevarse toda la demanda. En ese sentido, el mercado sería disputable (Baumol, Panzar y Willig, 1982).

FIGURA 1. CURVA DE COSTO TOTAL EN GENERACIÓN



No obstante, ¿Por qué un monopolista puede fijar un precio superior al costo medio y marginal? Lo que sucede es que en el análisis hecho en el párrafo anterior no se consideró la distancia OF , que son los costos fijos; además, tampoco se consideró qué cosas estaban incluidas en los costos fijos.

Resulta que si tales costos fijos representan una alta proporción de los costos totales y además ellos son costos hundidos, el mercado deja de ser disputable. Como bien se conoce, los costos hundidos representan una barrera a la entrada y a la salida. Por lo tanto, si el monopolista maximiza su beneficio a un precio superior al costo medio, y otra empresa entrara, el monopolista podría aumentar la producción hasta Y_3^d y bajar el beneficio a cero; desde luego, suponiendo que tiene exceso de capacidad instalada. Dado que el costo fijo del entrante es en su mayor parte hundido, él no podría salirse de una industria en que hay beneficios cero para irse a otra donde sean positivos. La barrera que hay a la salida, dada aquí por el costo hundido, desincentiva al entrante y hace que el mercado no sea disputable. En este sentido, se dice que la configuración de una sola empresa es sostenible y se denomina a este tipo de estrategia como *disuasión a la entrada* porque el incumbente disuade con este tipo de amenaza creíble a cualquier entrante potencial.

Estas consideraciones acerca del costo fijo son precisamente las que predominan en la actualidad en los segmentos de transmisión y distribución; y predominaban en el pasado

para el segmento de generación. El sector eléctrico es considerado de significativos costos hundidos y largos periodos de recuperación de las inversiones.

¿Qué determina la proporción de costos fijos a costos totales, los costos hundidos, la subaditividad y economías de escala, para que la configuración de una sola empresa sea sostenible? La respuesta a ello es la tecnología. Y este es el pasado de la generación de energía eléctrica. Grandes hidroeléctricas, y grandes turbinas a base de combustibles derivados del petróleo o de carbón caracterizaban a esta industria. Ello implicaba una alta proporción de costos fijos y hundidos con gran subaditividad de costos que conducían al monopolio natural. Lo mismo podía decirse de transmisión y distribución.

Hasta aquí se ha discutido la característica de monopolio natural en los segmentos de generación, transmisión y distribución, empero no así la sujeción entre dicha característica y la integración vertical del sector. Seguidamente se verá este asunto.

Si los segmentos de generación, transmisión y distribución estuviesen cada uno en manos de una empresa distinta, entonces tendríamos una función de producción para cada segmento; es decir, un monopolio para cada segmento de la industria. Entonces la empresa generadora le vendería su producción a la empresa transmisora; la transmisora le vendería su producción a la empresa distribuidora; y finalmente, la distribuidora le vendería a los consumidores. Eso sería monopolio sucesivo en el cual se presentan relaciones bilaterales, y al igual que en el caso del monopolio bilateral, el equilibrio entre proveedores y compradores se determinaría mediante negociaciones de amplio rango; y desde luego, los precios que pagaría el consumidor final y también su cantidad demandada serían menores que en la situación competitiva, representando ello una pérdida irrecuperable de eficiencia.

Al igual que en la firma multiproducto, economías de alcance se logran de la integración de los segmentos de generación, transmisión y distribución. Tales economías provienen de la reducción de costos de coordinación de estos segmentos, así como por el uso de las mismas estructuras organizacionales y físicas. Simplemente, lo que ello significa es que los costos de producir conjuntamente Y_1 , Y_2 y Y_3 son menores que los de producir separadamente. Es decir, $C(Y_1, Y_2, Y_3) < C(Y_1, 0, 0) + C(0, Y_2, 0) + C(0, 0, Y_3)$. En este sentido, la integración vertical es una manera eficiente de organización para la asignación de los recursos en una economía de mercado.

Además, a esto debe añadirse que las inversiones que realizaría cada monopolista serían específicas porque la red de distribución no podría existir sin la red de transmisión y el conjunto de plantas generadoras; del mismo modo, el conjunto de plantas generadoras no podría existir sin las redes de transmisión y distribución; lo mismo podría decirse acerca de la existencia de la red de transmisión. De este modo, una vez dada las relaciones contractuales entre las partes a través de la negociación, el oportunismo en el período post contractual podría elevar significativamente los costos de transacción por el uso del mercado. El proveedor, o específicamente el generador, podría hacer uso de la oportunidad que se le presenta de incumplir una relación contractual si existen los

incentivos para elevar el precio porque su amenaza de no suministrar el bien resulta creíble. La coordinación para la expansión en el largo plazo de la capacidad de generación y de la red de distribución sería muy difícil. Williamson (1985) se refiere a este hecho como un incremento en los costos de transacción por el uso del mercado; otra forma de organización surge de manera natural ante tales incrementos de costos: la integración vertical. Obviamente, la integración vertical que se da aquí es una forma de organización jerárquica que representa sustanciales ganancias de eficiencia.

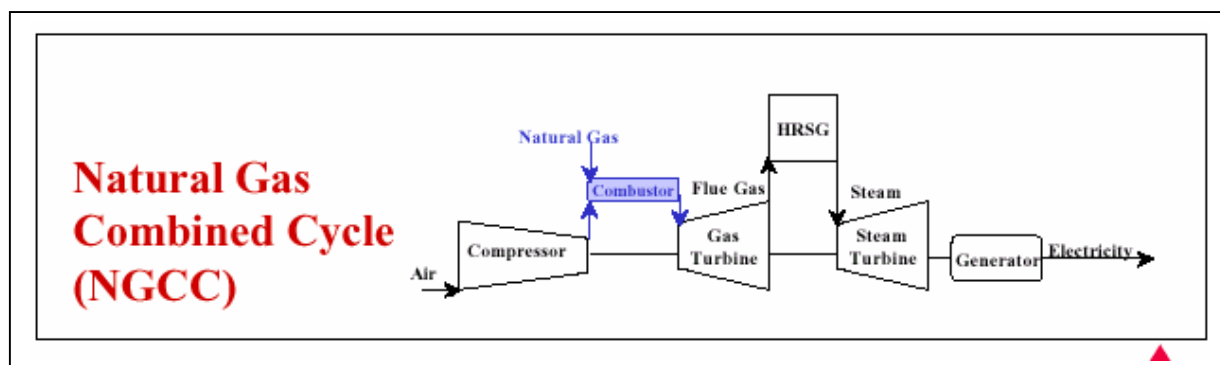
Ante tales hechos, entonces si de justificar la integración vertical del sector eléctrico con monopolio natural en cada segmento se tratase, dos elementos serían claves para ello: las economías de alcance por una parte, y por la otra las sustanciales reducciones de los costos de transacción al dejarse de usar el mercado para obtener un insumo.

3. Fin del monopolio natural en generación e integración vertical

Empero, el cambio tecnológico en el mundo y su difusión hizo que la configuración de una sola empresa en generación dejara de ser sostenible. Ello fue impulsado por la invención de tecnología térmica de menor tamaño, a la cual llamaron de segunda generación y recientemente por la microturbina de gas y de ciclo combinado a la cual llamaron tecnología de tercera generación. Desde luego, su difusión en el mundo no hubiese sido posible sin la protección otorgada por las patentes en los países desarrollados, la globalización del comercio internacional y la penetración de la inversión extranjera.

Pero ¿qué fue lo que en el fondo de los acontecimientos, las nuevas tecnologías hicieron para que terminara el monopolio natural en generación e incluso ocurriera la desintegración vertical? En primera instancia, con la tecnología de ciclo combinado se puede hablar de un costo fijo menor en relación con las gigantescas hidroeléctricas, plantas nucleares y de carbón. Pero hay no termina todo, resulta que dado que como la tecnología de ciclo combinado reutiliza el calor generado entonces ella es mejor en términos de eficiencia térmica y de costos (véase la figura 2). Para demostrar lo que sucedió volvamos al análisis de la configuración sostenible con respecto a la evolución de las estructuras de costos.

FIGURA 2. SISTEMA TERMOELÉCTRICO DE GAS NATURAL CICLO COMBINADO

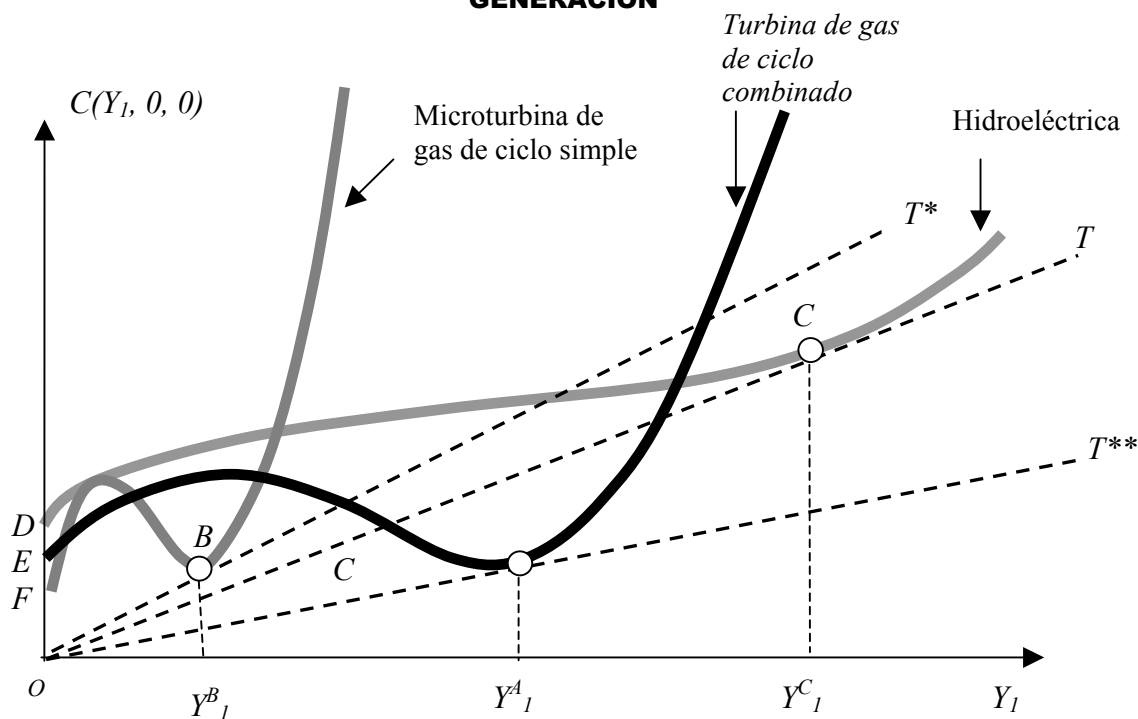


Fuente: Southern Company.

En la figura 3 se presenta la evolución de la forma teórica de las curvas de costo total en generación para hidroeléctricas, tecnología de primera generación, y turbina de gas y ciclo combinado, que son tecnologías de tercera generación. Lo primero que se puede observar es que el costo fijo para la tecnología de turbina de gas de ciclo simple es menor que para la hidroeléctrica, dados por las distancias OF y OD respectivamente; y así también, el costo fijo para la turbina de gas de ciclo simple es menor que para la de ciclo combinado, dados por las distancias OF y OE respectivamente.

Una segunda observación es que el costo medio mínimo, o escala mínima eficiente, se alcanza en un rango de producción más bajo; así, con la hidroeléctrica para alcanzar el costo medio mínimo era necesaria una escala de producción de Y_1^C , pero con la turbina de gas tan solo se necesita una escala de Y_1^B , y con la turbina de gas de ciclo combinado la escala es mayor que la de gas de ciclo simple y menor que la hidroeléctrica, pero es más eficiente en términos de menores costos en Y_1^A . La tercera característica, es que las nuevas tecnologías no solo necesitan una escala de planta más baja para alcanzar el costo medio mínimo, sino que además con cada nueva tecnología este costo es más bajo, como es el caso de la turbina de ciclo simple.

FIGURA 3. EVOLUCIÓN TEÓRICA DE LAS CURVAS DE COSTO TOTAL EN GENERACIÓN



Este hecho histórico, de la evolución de las funciones de costo debido al cambio tecnológico, cobra importancia porque es precisamente ello lo que va a alterar la sujeción que inherentemente tiene la estructura de mercado a dicho costo; resulta así, que el mercado en el segmento de generación va volviéndose cada vez más disputable.

Si antes con la tecnología hidroeléctrica no existía ningún vector de precios menor que el precio dado una vez que la empresa producía en la escala de costo mínimo, tenemos que una vez que aparecen las nuevas tecnologías, entonces sí lo hay. Incluso, como dijimos anteriormente respecto a la generación hidroeléctrica, que aunque una empresa produjese en una escala menor que la de costo medio mínimo, sucedía que el mercado no era disputable porque los propios costos fijos constituían una barrera a la entrada para cualquier entrante, debido a la alta proporción que ellos representaban del total, siendo en su mayoría hundidos.

Así, con las nuevas tecnologías, el costo fijo se reduce y por ende el costo hundido, lo cual significa a su vez que las barreras tanto a la entrada como a la salida también se van reduciendo. Tenemos de ese modo, dos aspectos por los cuales la configuración de mercado de una sola empresa deja de ser sostenible: primero porque aparecen tecnologías más eficientes desde el punto de vista del costo medio mínimo y la escala de producción; segundo, porque al reducirse la escala de planta para lograr el costo medio mínimo y reducirse el propio costo fijo y hundido se reducen las barreras a la entrada y salida.

No obstante, a pesar de que todo esto ocurre en generación, no se observan cambios de importancia en las funciones de costos en transmisión y distribución. Por tal razón, se dice que estos dos segmentos del mercado siguen siendo prácticamente un monopolio natural. Por lo tanto, dado que dos segmentos del mercado siguen siendo no disputables y además aún prevalecen las economías de alcance, el resultado es que si el mercado actúa por sí solo, o sea sin la intervención del Estado, el monopolio integrado verticalmente, o como se le quiera llamar, seguirá siendo no disputable.

Este argumento se puede demostrar como un resultado de la teoría de juegos dinámicos, suponiendo información completa, en el cual la dependencia entre los segmentos, en la cual dos de ellos son no disputables, le otorga una posición dominante al incumbente integrado verticalmente, de forma tal que disuade a cualquier entrante potencial en el segmento de generación, e incluso elimina a los competidores existentes⁴. Es entonces

⁴ Esta demostración se puede realizar suponiendo que: i) existen dos generadores y un solo distribuidor, ii) la función de costos de los generadores es la misma porque emplean la misma tecnología, iii) El número de empresas que soporta la industria de acuerdo a la configuración sostenible es de tan solo dos empresas, iv) la generación no está regulada, mientras que en la distribución se le regula la tarifa en base a costos. En la primera parte del juego, las empresas del segmento de generación compiten por capacidades y se determina de ese modo el número de ellas que soporta el mercado. En una segunda etapa, las empresas generadoras podrían competir en precios. En la tercera etapa puede suponerse que ocurre la integración entre el distribuidor y uno de las empresas generadoras. En esta etapa del juego, la empresa distribuidora tendrá incentivos para no comprar energía al otro generador porque de ese modo extiende su poder de mercado a ese segmento y deriva rentas por ello. Dado que la distribución le es regulada con base en costos, el incremento de los precios, debido a su extensión del poder de mercado en el segmento de generación, simplemente será tomado como un incremento de los costos de compra de energía, los cuales serán trasladados a los consumidores. Por otra parte, suponiendo que ambos segmentos, es decir tanto generación como distribución, son regulados con base en costos, la empresa integrada verticalmente no derivará rentas por el hecho de extender su poder de mercado en el segmento de generación; no obstante, aun así, tendrá los incentivos para no comprar energía a los otros generadores porque obtiene mayores beneficios expandiendo

cuando nace entre los economistas en el mundo la idea de segmentar el mercado, como política pública dentro del marco de las privatizaciones, para que el segmento que se ha vuelto disputable y más eficiente le rinda los frutos del progreso tecnológico a la sociedad. Pero ¿Cómo hacer eso de forma tal que se promueva la competencia? Ello lo analizaremos en seguida.

4. La desintegración vertical: el modelo predominante

Algunos países han tenido éxito en la optimización del sistema interconectado y la transferencia a los consumidores de los beneficios mediante la organización del mercado mayorista y la separación vertical de la propiedad de los distintos segmentos. En este sentido, se proponen varios modelos teóricos, no obstante este breve preámbulo solo discutirá uno de ellos que se ha convertido en el más popular y que se ha implementado en Panamá, aunque no plenamente. Este consiste en primer lugar en asignar la propiedad de los distintos segmentos a propietarios diferentes. Así, dado que en generación la configuración sostenible puede soportar a muchas empresas, dada la invención de las microturbinas altamente eficientes, este segmento se considera competitivo y la propiedad se asigna a muchos; no hay aquí desperdicios de recursos para la sociedad por que las funciones de costos son subaditivas tan solo para escalas de producción relativamente menores, o dicho de otro modo, la subaditividad de costos se agota con escalas de producción relativamente menores.

Sin embargo, dada la subaditividad de la función de costos en distribución, la única manera de asignar la propiedad de manera eficiente en términos del costo de producción es dividir ésta por regiones geográficas de forma tal que dado el tamaño de población se agote tal subaditividad. Y finalmente, dado que la red de transmisión puede otorgarle posición dominante a alguien, el Estado se queda con ella; y entonces ésta queda libre para la interconexión.

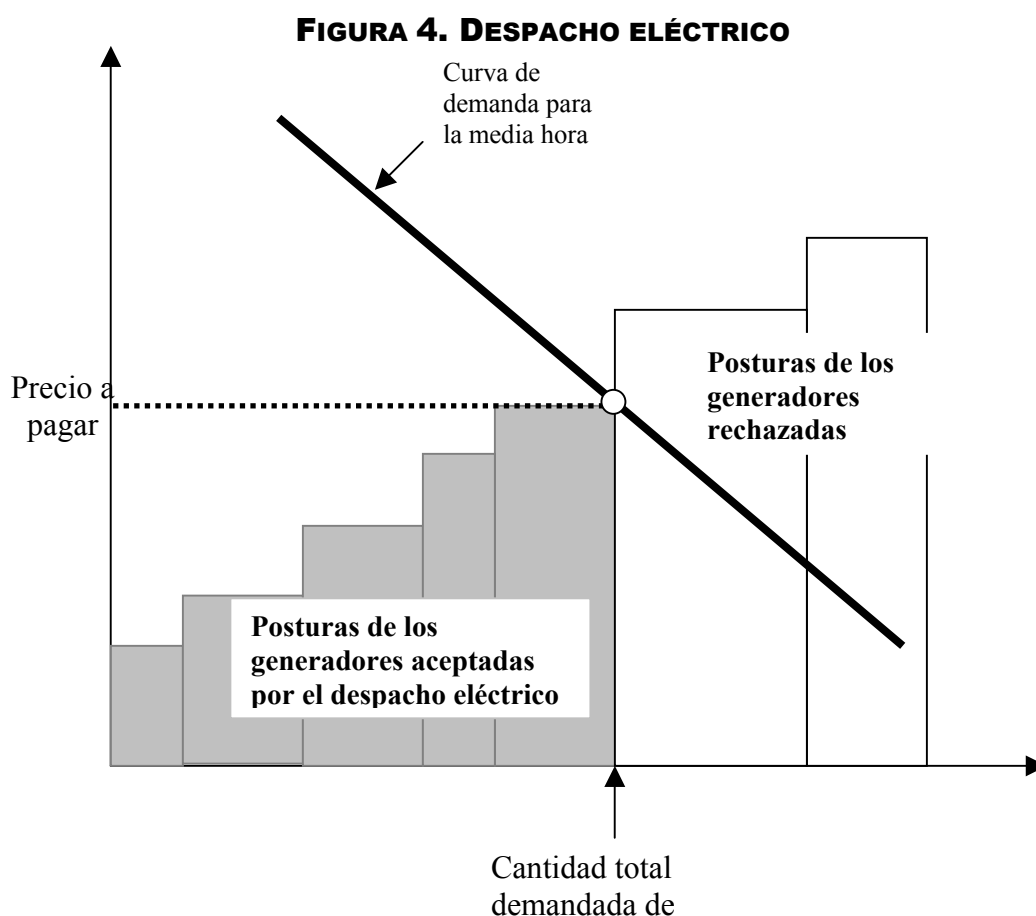
Pero, se presenta el problema de la organización del mercado mayorista; es decir, ¿cómo los distribuidores se van a poner de acuerdo con los generadores en términos de oferta y demanda sin que haya discriminación, dada la posición dominante que tienen los primeros por su tamaño relativamente mayor, o dicho en la terminología de Porter (1985) por el mayor poder del comprador, y que además no se incrementen los costos de transacción? Es aquí en donde entra en acción el llamado *despacho eléctrico económico*⁵; una institución del Estado con cierta autonomía cuya función es despachar la energía eléctrica de acuerdo a las posturas de oferta y demanda de forma tal que conlleve a la eficiencia. Se reciben posturas de oferta por parte de los generadores; es decir, ellos

su capacidad de generación, lo cual representa una expansión de la base tarifaria sobre la cual se le calcula la rentabilidad. Sin embargo, como se demostrará más adelante, con la existencia del despacho eléctrico, y desde luego, con todos los generadores sujetos a su normativa, la posición dominante del distribuidor deja de tener efecto sobre el segmento de generación en lo referente a la extensión de su poder de mercado o de expansión de su capacidad de generación.

⁵ En Panamá se le denomina Centro Nacional de Despacho (CND).

ofrecen cantidades y precios si es el caso para cada media hora. Por otra parte, se reciben posturas de demanda por parte de los distribuidores para cada media hora. El despacho eléctrico ordena estas posturas de menor a mayor⁶ como se muestra en la figura 4. Entonces despacha hasta donde la cantidad demandada es igual a la ofrecida, y les paga a todos el precio correspondiente al último generador que alcanzó a entrar en el despacho.

De ese modo, hay generadores que dada su postura a un precio más alto, y se puede pensar que menos eficientes, se quedan fuera del despacho en esa media hora. Este hecho provee un entorno competitivo en generación ya que nadie quiere quedarse sin su pedazo del pastel; por lo tanto, la consecuencia aquí es que el precio al por mayor de la energía eléctrica tiende a acercarse al costo marginal y se logra la mezcla óptima de plantas.



El despacho eléctrico también funciona de manera semejante a las cámaras de compensación de los sistemas bancarios. Le paga a cada uno mediante registros las diferencias y los superávit.

⁶ En el caso de Colombia, contrariamente, el orden se realiza de mayor a menor.

En términos prácticos, en Panamá el despacho eléctrico funciona de manera similar; al respecto el Decreto Ley N° 10 de 26 de febrero de 1998 “Por la cual se Modifican algunos Artículos de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, mediante la cual se dicta el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad.” reza de la forma siguiente:

Artículo 74. Despacho económico. El despacho económico de las unidades de generación, sujetas a despacho en el sistema interconectado nacional, y el de las transferencias a través de interconexiones internacionales, se efectuará en orden ascendente de su costo variable aplicable al despacho, de tal forma que se atienda la demanda instantánea y se minimicen los costos de operación y mantenimiento, cumpliendo con los criterios adoptados de confiabilidad y seguridad de suministro y teniendo en cuenta las restricciones operativas, de acuerdo con las reglas establecidas en el Reglamento de Operación.

Este despacho eléctrico económico panameño difiere del modelo expuesto en la determinación del costo a pagar por la energía comprada. Mientras en nuestro modelo los generadores ofrecen energía en un lapso de tiempo determinado a cierto precio y reciben el del último generador que entra en el despacho, en el caso panameño reciben el costo variable del último generador que logra entrar. El orden ascendente es común para ambos, y teóricamente se espera que entre más competencia exista, la curva de oferta en generación se aproxime más al costo marginal, es decir, que el precio esté más cercano del costo marginal, pero no así para el caso que se refiere al costo variable.

El uso del costo variable medio, si fuese el caso, en lugar del precio o el costo marginal tiene algunas consecuencias que perjudican la eficiencia económica o asignación eficiente de los recursos energéticos. Un país como Panamá posee recursos hidrológicos y refina petróleo que luego se emplea en generación eléctrica; también importa éste; ambos recursos son escasos. La pregunta clave es: ¿Cómo deben asignarse tales recursos en la producción de energía eléctrica de tal manera que conduzca al óptimo social? Supongamos que en un momento inicial producir la energía mediante la construcción de turbinas en un embalse de agua resulta menos costoso que hacerlo mediante un parque térmico debido a los mayores costos de refinación o importación de los combustibles. Construimos entonces todos los embalses posibles dada nuestra hidrología hasta que llega un momento en que nos damos cuenta que generar un KWh adicional mediante la construcción o expansión del sistema hidroeléctrico resulta mayor que generar ese KWh adicional mediante turbinas de gas, digamos que la expansión del sistema hidroeléctrico resulta más costosa porque las mejores caídas de agua o los ríos más caudalosos ya se han agotado en la construcción de embalses. ¿Qué debemos hacer después? ¿Seguir expandiendo el sistema hidroeléctrico o instalar turbinas de gas? Lógicamente después de ese momento, lo que debemos hacer es instalar turbinas de gas porque el costo adicional de expandir el sistema hidroeléctrico resulta mayor. Esta asignación es eficiente desde el punto de vista del óptimo de Pareto porque refleja que en ese momento, dada la escasez de los recursos hidrológicos, resulta menos costoso producir energía

eléctrica mediante el uso de gas, o cualquier otro combustible en términos de su contenido calórico, precio de mercado y eficiencia calórica de la turbina.

Si la energía hidro se vende a su costo marginal de largo plazo y la termoeléctrica también, en una economía de mercado competitiva, entrará en el despacho económico hasta que el costo de producir un Kw adicional sea igual al de producirlo mediante el parque termoeléctrico, digamos de gas natural y luego de gas oil y fuel oil. Bajo este criterio, un mercado competitivo asigna las cantidades de energía hidro y térmica de manera eficiente cobrando un precio igual al costo marginal.

En cuanto al precio que debe cobrarle el distribuidor a los consumidores, generalmente, el modelo recomendado, y además empleado en el Reino Unido, es un *price cap* con factor de *eficiencia*. Este provee los incentivos para que haya mejoras de productividad y éstas se trasladen a los consumidores. Nótese que con el modelo de competencia en generación no hay pérdida irrecuperable de eficiencia por las fluctuaciones de la demanda en el transcurso del día, o si la hay ésta es mínima, porque los precios se establecen cada media hora de acuerdo al costo marginal. Si la regulación logra que los distribuidores cobren precios a los consumidores del mismo modo en que ellos pagan a los generadores según la fluctuación de la demanda, entonces tampoco debe de existir pérdida irrecuperable de eficiencia en el segmento de distribución. Pero en Panamá, la tarifa de distribución está basada en costos de acuerdo a lo establecido en el artículo 103, Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997 “Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad.”

Valor agregado de distribución. El valor agregado de distribución está constituido por los siguientes costos que tendría una empresa de distribución eficiente, para prestar el servicio de distribución en su zona de concesión: costos de administración, operación y mantenimiento del sistema de distribución, excluyendo los costos de medición, facturación y atención a los clientes; el costo de las pérdidas estándar en las redes de distribución; el costo de depreciación de sus bienes; y el costo correspondiente a la oportunidad que debe tener el concesionario de obtener una tasa razonable de rentabilidad sobre sus inversiones. Para los efectos de este cálculo, no se considerarán los costos financieros de créditos concedidos al concesionario.

El Ente Regulador establecerá un máximo de seis áreas de distribución, representativas de los mercados atendidos en cada zona de concesión; y calculará, luego, el valor de distribución para cada área representativa, bajo el supuesto de eficiencia en la gestión de la empresa de distribución. El supuesto de eficiencia tendrá como base el desempeño reciente de empresas reales similares, nacionales o extranjeras.

El Ente Regulador definirá la tasa de rentabilidad que considere razonable para el concesionario, tomando en cuenta la eficiencia de éste, la calidad de su servicio, su programa de inversiones para el período de vigencia de

las fórmulas y cualquier otro factor que considere relevante. Sin embargo, la tasa que el Ente Regulador defina no podrá diferir en más de dos puntos de la tasa resultante de sumar la tasa de interés anual efectiva, promedio de los doce meses anteriores a la fecha en que se fija la fórmula tarifaria, de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, más una prima de ocho puntos por concepto del riesgo del negocio de distribución eléctrica en el país.

La tasa, así determinada, se aplicará a los activos fijos netos en operación, que el Ente Regulador estime para el período de vigencia de las fórmulas tarifarias. Esta estimación se hará a partir del valor, a costo original, asentando en los libros de contabilidad del concesionario, al inicio del período, bajo el supuesto de eficiencia económica en las inversiones que el concesionario haga durante el período.

5. Consecuencias de la desintegración vertical basada en el modelo predominante

La primera consecuencia de la desintegración vertical en este contexto histórico es que reduce el poder de los generadores al volverse este segmento competitivo. Se presentan entonces ciertas asimetrías del poder de negociación en la relación contractual que termina reduciendo el precio al que los distribuidores compran la energía a los generadores en el *mercado spot*. Ello implica una reducción del excedente de los generadores, el cual es transferido a los distribuidores. Pero lo bueno para los consumidores es que una parte importante de la reducción de este excedente de los generadores les es transferido a ellos a través de precios más bajos.

En este modelo sucede que turbinas eficientes de un sector geográfico suministran energía a otro sector geográfico con turbinas menos eficientes, siempre y cuando no haya congestión de la red de transmisión y además los costos del transporte de dicha energía y pérdidas físicas justifiquen que dicho intercambio comercial se lleve a cabo. La optimización o mezcla óptima de plantas en el sistema interconectado estaría determinada por la interacción entre la oferta y la demanda. Bajo esta forma de organización del mercado mayorista no existen incentivos para que los distribuidores discriminen a favor de sus propios generadores; caso contrario de cuando la propiedad está integrada verticalmente, la regulación de las tarifas se basa en costos y además no existe la figura del despacho eléctrico económico que ordena las posturas de oferta de energía.

6. Extensión del poder de mercado

En esta sección se analizan los incentivos económicos que los métodos de regulación de las tarifas y la existencia o no del despacho eléctrico económico pueden proporcionar para que la integración vertical conlleve a la extensión del poder de mercado aguas arriba, con los correspondientes efectos negativos sobre la competencia y eficiencia económica. El supuesto subyacente es que la red de transmisión está en manos del

Estado y además es de acceso libre; también puede ser que esté concesionada, regulada sus tarifas en base a costos y no se permita su integración vertical con alguno de los dos segmentos restantes. Bajo este supuesto entonces podrían presentarse las posibilidades siguientes con respecto al funcionamiento del sistema:

Cuadro No. 1
Posibilidades de regulación de las tarifas de generación y
distribución y la existencia del despacho eléctrico económico.

Método de regulación de las tarifas		Existencia del despacho eléctrico económico
Generación	Distribución	
Cost plus	Cost plus	No
Libre	Cost plus	No
Libre	Libre	No
Cost plus	Libre	No
Libre	Price cap	No
Price cap	Libre	No
Price cap	Libre	No
Cost plus	Cost plus	Si
Libre	Cost plus	Si
Libre	Libre	Si
Cost plus	Libre	Si
Libre	Price cap	Si
Price cap	Libre	Si
Price cap	Libre	Si

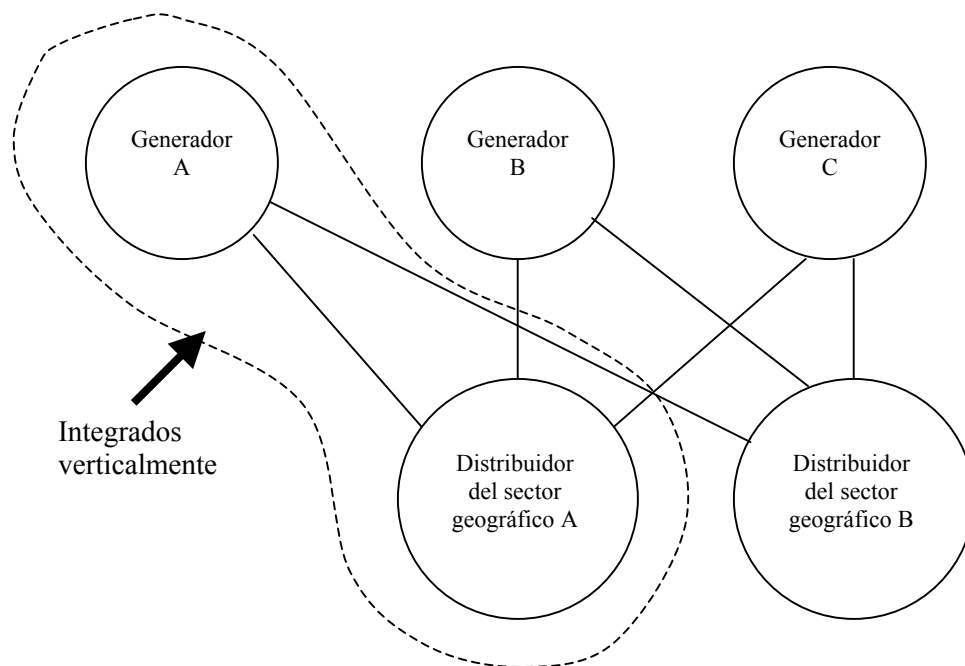
Dentro de estas posibilidades, cada una puede proveer de incentivos distintos, afectando la eficiencia económica, bajo el supuesto de que se permite la integración entre distribuidores y generadores. Sin embargo, tan solo se analizarán aquellas posibilidades que más se asemejan a nuestro caso, o que nos sirven como punto de contrastación, o que nos interesan porque recogen las formas adoptadas por otros países y que por ende enriquecen la evidencia empírica.

De este modo, puede comenzarse argumentando que si no existiese el despacho eléctrico económico, pero suponiendo que la red de transmisión estuviese disponible para cualquiera, estando ella en manos del Estado, la integración vertical entre un generador y el distribuidor, el cual tiene posición de dominio, proveería de los incentivos suficientes

para que el distribuidor, que es un monopolio natural en su sector geográfico, extendiese su poder de mercado hacia el segmento de generación. Los supuestos subyacentes, aunados a los mencionados, son que las tarifas de generación se determinan libremente en el mercado spot. En el más sencillo de los casos, como se presenta en la figura 5, el distribuidor del sector geográfico A simplemente dejaría de comprar a los generadores B y C, para así comprar sólo a su propio generador A con el cual se encuentra integrado verticalmente. Esta estrategia también podría aplicarla en forma gradual, expandiendo la capacidad de su generador de manera paulatina; en tal caso, cada vez compraría menos energía a los generadores B y C, hasta que ellos sólo podrían venderle al distribuidor del sector geográfico B; los generadores B y C observarían reducciones paulatinas de su participación de mercado.

La consecuencia de este tipo de estrategia de extensión del poder de mercado en el segmento de generación es que al pasarse de una situación competitiva a una monopólica las rentas en el segmento de generación se elevan. Dado que la tarifa en el segmento de distribución se determina con base en costos, la empresa distribuidora simplemente tomaría el precio, que con la nueva estructura del mercado es más alto, de la compra de energía ganándose así las rentas generadas por su extensión del poder de mercado en el segmento de generación más la rentabilidad pagada sobre la base tarifaria en el segmento de distribución.

Figura 5
Relación contractual en el mercado spot de corto plazo para generadores y distribuidores integrados verticalmente sin la existencia del despacho eléctrico económico y con libre acceso a las líneas de transmisión



No obstante, la estrategia empleada por la empresa para extender su poder de mercado podría considerarse como abuso de su posición de dominio. Al respecto la Ley 6 del 3 de febrero de 1997, en su artículo 20 (modificado mediante el Decreto-Ley No. 10 de 26 de febrero de 1998) contempla este tipo de conducta:

"El Ente Regulador tendrá las siguientes funciones en relación al sector de energía eléctrica.

Regular el ejercicio de las actividades del sector de energía eléctrica, para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera; así como propiciar la competencia en el grado y alcance definidos por esta Ley e intervenir para impedir abusos de la posición dominante de los agentes del mercado; para cuyos efectos el Reglamento de esta Ley establecerá los casos y condiciones en que el Ente Regulador llevará a cabo tal intervención".

En ese sentido, la misma Ley 6 se refiere de manera explícita en su artículo 110 a lo que es abuso de la posición de dominio:

"Salvo las excepciones contempladas en esta Ley, se considera violatorio de las normas sobre libre competencia, y constituye abuso de posición dominante en el mercado pertinente, cualquier práctica que impida a una empresa o gran cliente negociar libremente sus contratos de suministro, o cualquier intento de fijar precios mediante acuerdos previos, entre vendedores, entre compradores, o entre unos y otros."

Y se amplía en el artículo 22 del Decreto Ejecutivo No. 22 de 19 de junio de 1998 "por el cual se reglamenta la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del Servicio Público de Electricidad":

"el Ente Regulador podrá de oficio intervenir en cualquier caso en que presuma que un agente está abusando de su posición dominante en el mercado o realizando prácticas monopólicas que signifiquen algún perjuicio para los clientes regulados o el resto de los agentes del mercado tales como:

1. Concentraciones de tipo vertical u horizontal que se produzcan en las actividades de generación y de distribución de energía eléctrica, que tengan el efecto de disminuir, afectar o impedir la competencia y la libre concurrencia de los agentes en el mercado eléctrico.

2. Cualquier acto que tenga el mismo efecto indicado en el literal anterior, tales como los siguientes: la fusión de empresas, la adquisición directa o indirecta del control sobre otra u otras empresas a través de la adquisición de acciones, participaciones, o a través de cualquier otro contrato o figura jurídica que confiera el control directo o indirecto de una empresa, incluyendo contratos o acuerdos de gerencia, de gestión, de administración,

o similar, análogo o parecido y de consecuencias similares; así como la adquisición de activos productivos de cualquier empresa que desarrolle actividades del sector eléctrico, o cualquiera otra figura jurídica por virtud de la cual se concentren sociedades, asociaciones, acciones, partes sociales, o activos en general, que se realicen entre competidores, proveedores, clientes, accionistas o cualesquiera otros agentes económicos.

Los casos indicados solo tienen carácter ilustrativo, y no carácter restrictivo, por lo que quedará a juicio del Ente Regulador interpretar como abuso de posición dominante cualquier otro acto o conducta que pueda tener los mismos efectos sobre la competencia y libre participación en las actividades de mercado eléctrico.”

Empero, la complejidad del asunto está en determinar si la decisión de la empresa distribuidora de no comprar a los otros generadores constituye efectivamente un abuso de la posición dominante. Siendo así, ello equivale a decir que la empresa distribuidora está obligada a comprar la producción de energía de los otros generadores, pero esto sería peligroso porque la regulación estaría proveyendo los incentivos para que ellos sean ineficientes.

Un resultado distinto se obtiene cuando se levanta el supuesto de la no existencia del despacho eléctrico económico. El asunto es, en términos concretos, que la función del despacho eléctrico económico parece no dejar espacio alguno para que aquellos distribuidores que están integrados verticalmente discriminen a favor de sus propios generadores. Ello parece ser así porque al ordenar en forma ascendente las posturas de oferta de los generadores y despachar energía fijando el precio en el punto donde se satisface la demanda no hay oportunidad para que un distribuidor decida no comprarle energía a un generador independiente. Para hacer este asunto más evidente se puede analizar por contradicción suponiendo, una vez más, que no existe la figura del despacho eléctrico económico y además las tarifas del segmento de distribución se regulan en base a costos.

Así, como se demostró en la sección anterior, si no existiese la figura del despacho eléctrico y además las tarifas al consumidor se regulasen con base en costos el distribuidor integrado verticalmente discriminaría a favor de sus propios generadores, aún cuando pueda comprarle a otros más eficientes. Pero, ¿Qué razones podría tener para querer producir energía a un costo mayor del que podría adquirirla en el mercado spot, además del incremento de sus rentas en el segmento de generación como se demostró en la sección anterior? Si la tarifa de generación también fuese regulada en base a costos, en vez de determinarse libremente como se suponía en la sección anterior, entonces sus inversiones en generación podrían otorgarle una tasa de rentabilidad por encima del costo de oportunidad de ese mismo capital invertido en cualquier otra actividad alternativa; esto último es lo que se le conoce en regulación económica como efecto *Averch-Johnson* (1962) en donde la empresa está interesada en ampliar la base tarifaria conllevando a una asignación de los recursos distinta de la eficiente.

Pero, si por el contrario, la tarifa al consumidor fuese regulada mediante un *price cap* con factor de eficiencia, habrían incentivos para que el distribuidor reduzca costos y no tendría sentido que discrimine a favor de sus propios generadores si sus costos son más altos. Con el propósito de comprender este asunto, en donde la integración vertical puede producir incentivos perversos, veámoslo un poco más en detalle.

Si la empresa es regulada en base a costos en vez de un *price cap*, lo que verdaderamente importa para los accionista es la tasa de rentabilidad, y por supuesto, el valor monetario de dicha rentabilidad; desde luego, bajo el supuesto de que los objetivos de la gerencia están alineados con los de los accionistas⁷. Si el regulador fija la tasa de rentabilidad, digamos en un 10%, entonces el problema de la gerencia consiste en maximizar el valor monetario de la rentabilidad. ¿Cómo hacerlo? Sencillamente, incrementando la base tarifaria; es decir expandiendo los activos fijos; digamos plantas y equipo de generación, y por supuesto también la propia red de distribución, o dicho de otra manera, ampliando el número de turbinas y sus correspondientes infraestructuras.

De una manera más formal podemos decir que la restricción que el regulador le impone a la empresa está dado por la ecuación siguiente:

$$\frac{I - C}{K} = s$$

Siendo I los ingresos totales, C los costos totales, K la base tarifaria y s la tasa de rentabilidad.

Si la utilidad de la empresa está dada por $I - C$, entonces el problema de la gerencia consiste en elegir las combinaciones de K , y compra de energía eléctrica a otras empresas generadoras de forma tal que maximice su utilidad; o sea:

$$\begin{aligned} &\text{Maximizar } \{I - C\} \\ &\text{Sujeto a } \frac{I - C}{K} = s \end{aligned}$$

Si el regulador establece la tasa de rentabilidad s por encima del costo de oportunidad del acervo de capital, entonces habrán incentivos para que las empresas decidan aumentar la base tarifaria K más allá del nivel eficiente. Se supone que la tasa de rentabilidad generalmente se establece por encima del costo de oportunidad del capital debido a las asimetrías de información, en donde las empresas poseen más información que el regulador.

Como puede observarse de la condición de maximización, cualquier compra de energía, ya sea hidro o térmica, comprada a otra empresa entra como un costo C , lo cual afecta

⁷ Lo que esto significa es que no se da el “problema de agencia”.

negativamente el nivel monetario de la rentabilidad. Entonces, para mantener la igualdad impuesta como restricción $[(I - C) / K] = s$, siendo s una constante establecida por el regulador, se debe reducir I en la medida en que C disminuye como consecuencia de comprarle energía a otra empresa más eficiente; así, por supuesto, esto no le interesa a la empresa porque reduce el valor monetario de su rentabilidad; es preferible aumentar K para que haya que aumentar I . En presencia de rendimientos marginales decrecientes entonces K no tenderá a aumentar infinitamente, sino hasta el punto en que se maximice $I - C$, lo cual ocurre en niveles que no son eficientes.

Así, esta sencilla fórmula pone en evidencia como el llamado efecto Averch-Johnson inmerso en la metodología de regulación basada en costos atenta contra el objetivo de mezcla óptima que podría producirse de las relaciones multilaterales en el intercambio de energías en el sistema interconectado. Es decir, la metodología produce el incentivo para que la gerencia de la empresa tome las decisiones de expandir la capacidad propia de generación en detrimento del uso de energía de cualquier otra empresa con turbinas más eficientes.

Como en Panamá la tarifa de distribución se basa en costos podría producirse el efecto Averch-Johnson en el segmento de generación de no existir el despacho eléctrico económico y permitirse la discriminación del distribuidor a favor de sus propios generadores. Es decir, este efecto puede conducir a ineficiencias en el parque termoeléctrico, específicamente, un sobredimensionamiento de éste en conjunto con la discriminación de la empresa integrada verticalmente a favor de sus propios generadores.

Dado que hemos analizado por contradicción, diciendo que no existe el despacho eléctrico económico, entonces podemos concluir que como sí existe, es casi improbable que los distribuidores discriminen a favor de sus propios generadores y en consecuencia la integración vertical no tiene ningún perjuicio para la competencia en el segmento de generación. Es más aún, desde un punto de vista teórico, no existe ninguna argumentación sólida como para imponerle límites a la integración vertical. Es decir, ¿Cuánto es el máximo que se debe permitir de integración de un distribuidor con un generador? ¿15%? ¿25%? ¿50%? ¿100%? Podría ser 100% y no habría ningún peligro, al existir el despacho eléctrico económico; el mercado de generación es disputable debido al cambio tecnológico, como ya hemos argumentado, de modo que se espera de manera natural una gran competencia.

Luego de esta discusión resulta evidente que podemos expresar el corolario siguiente bajo el supuesto de la existencia del despacho eléctrico económico:

Corolario: *Con la existencia del despacho eléctrico económico, y con absolutamente todos los generadores sometidos a su normativa, cualquier empresa distribuidora, integrada verticalmente y con*

posición dominante, que intente extender su poder de mercado aguas arriba no podrá lograrlo porque el segmento de generación es disputable. No importa si su deseo de extender su poder de mercado subyace en ampliar su base tarifaria porque en el segmento de generación se le regula en base a la metodología cost plus, o porque desea incrementar sus rentas en caso de que los precios se determinen libremente.

7. Precios predatorios

Además de que la decisión del distribuidor de discriminar a favor de sus propios generadores, al encontrarse integrado verticalmente, depende de la manera como se regule la tarifa y de la existencia o no del despacho económico, tenemos que también depende de su estrategia hacia el futuro. En este sentido, quizás prefiere ofrecer precios por debajo de su costo medio porque desea obtener poder de mercado. En tales circunstancias, la estrategia será la de vender la energía generada a un precio por debajo de su costo para sacar a sus competidores del mercado; luego de ello, fijará el precio a un nivel más alto que en la situación original, en condiciones de oligopolio con un mayor poder de mercado. En este caso se habla de precio predatorio, y el despacho eléctrico económico no es capaz de evitarlo mediante la simple ordenación de las posturas de oferta de los generadores. No obstante, hay que reconocer que este tipo de conducta puede ocurrir sin la necesidad de la integración vertical; lo que se requiere es más bien una fuerte vigilancia de los generadores en términos de los precios de sus posturas y sus costos de producción, lo cual es muy difícil dadas las asimetrías de información.

Tal vigilancia de los costos variables se establece explícitamente en el artículo 20 del Decreto Ejecutivo No. 22 de 19 de junio de 1998 "por el cual se reglamenta la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del Servicio Público de Electricidad":

“Verificación del Costo Variable para despacho. El Ente Regulador requerirá al Centro Nacional de Despacho toda la información necesaria para verificar que los costos variables que declaren los generadores para el despacho económico correspondan con los rendimientos de sus unidades y con los costos de combustible en el mercado. En caso de que el Ente Regulador detecte que los costos variables auditados resulten mayores a los que corresponderían a una operación eficiente basada en el rendimiento térmico garantizado, podrá limitar los costos variables máximos que serán reconocidos para el despacho económico.”

Véase que dicha vigilancia o verificación solo tiene el propósito de evitar que los generadores presenten información de costos variables por encima de los verdaderos. Pero, la reglamentación no dice nada con respecto a la presentación de costos por debajo de los verdaderos con el propósito de adoptar conductas predatorias.

Otro posible comportamiento estratégico de la empresa integrada verticalmente es el de fortalecer su poder de mercado sin la necesidad de fijar un precio predatorio. En este sentido, si no existen límites a la integración vertical, la empresa integrada puede invertir en turbinas de mayor eficiencia térmica con lo cual sus posturas de oferta reflejarían menores valores monetarios que sus competidores; es decir, entraría de primero en la ordenación del despacho eléctrico económico para la satisfacción de la curva de carga en esa hora. Esto no tiene ninguna consecuencia porque cualquier otro generador puede replicar su estrategia o incluso mejorarla; de todos modos, la existencia del despacho eléctrico económico continúa asegurando que haya competencia en el segmento de generación.

Lo que ocurre aquí es que cuando existen muchos generadores, o simplemente el segmento de generación es disputable, debido a las relativamente pequeñas escalas de producción para la subaditividad de costos y menores costos fijos y hundidos, la integración vertical no conlleva a la extensión del poder de mercado más allá de la configuración sostenible de la firma. No obstante, note que uno puede pensar que esto sucede porque el distribuidor no compite con ningún otro porque debido a su característica de monopolio natural se le ha conferido un sector geográfico; pero no es así, porque si existiesen dos o más distribuidores compitiendo en un mismo sector geográfico, lo que sería un desperdicio de recursos al existir redes solapadas, tampoco habría argumentación sustancial para decir que la integración vertical permite la extensión del poder de mercado en generación. Lo que realmente asegura la competencia en el sector de generación es la disputabilidad o impugnabilidad del mercado en conjunto con la figura del despacho eléctrico económico, y como hemos visto, en términos dinámicos dicha disputabilidad depende del cambio tecnológico que ha permitido la evolución de turbinas con una mayor eficiencia térmica y con una escala mínima eficiente relativamente menor.

8. Reducción de costos de transacción

Retomando el punto de la inversión específica que representan la generación transmisión y distribución, habíamos dicho que ante la característica de monopolio natural de cada uno de estos segmentos, también surgía de manera natural la integración vertical debido a las economías de alcance, por una parte, y por la otra debido a que esa forma de organización reduce los costos de transacción que se derivan del uso del mercado. No obstante, ahora debemos preguntarnos si una vez originada la competencia en el segmento de generación es posible que cierto grado de integración provea una estructura de organización más eficiente que una separación total de los tres segmentos.

La ventaja de la separación vertical y fraccionamiento horizontal de la propiedad del segmento de generación es que históricamente introdujo competencia en el mercado spot, reduciendo el poder de mercado; pero como vimos en la sección anterior, teóricamente no existe sustento para no creer que aunque hubiese cierto grado de integración vertical tal competencia se reduciría, porque la figura del despacho eléctrico económico no permiten

que ello suceda. Pero, ¿puede cierto grado de integración vertical pesar más que las ventajas derivadas del uso del mercado? Tratándose de inversiones en activos específicos, podría pensarse que el comportamiento oportunista de los generadores podría pesar a favor de la integración vertical y en contra del uso del mercado. No obstante, dado que se ha creado competencia en el segmento de generación, cualquier *comportamiento oportunista* de un generador en particular sería contrarrestado por las posturas de los otros generadores que compiten en ese mercado; este es el caso en que en la terminología de Williamson la característica de *pequeños números* no está presente como para elevar los costos de transacción por el uso del mercado; es decir, en este caso el segmento de generación tiende a separarse de manera natural del segmento de distribución. En este caso, no hay argumentos suficientes como para pensar que, debido a las conductas oportunistas, se presentarán problemas de coordinación de las inversiones específicas para la expansión de las capacidades de generación y distribución en las relaciones contractuales en el largo plazo.

Ahora veámoslo al contrario: el comportamiento oportunista de los distribuidores integrados verticalmente. En primer lugar, resulta interesante examinar la opinión del Director Presidente del Ente Regulador de los Servicios Públicos, la cual ya habíamos citado en la introducción de este documento:

“Aumentar el 15% para permitirle a los distribuidores aumentar su generación propia sería equivalente, además de aumentarle sus ganancias no reguladas, a permitirles que retiren del mercado competitivo partes importantes de sus necesidades y produciría entre los inversionistas interesados en invertir solamente en generación, enormes incertidumbres con respecto a la magnitud del mercado. Éstos no tendrían manera de conocer los planes de inversión en generación por parte de los distribuidores y por lo tanto no les sería fácil iniciar la construcción de una planta sin contar con alguna proyección razonable del mercado, que no dependa de la voluntad de un distribuidor de instalar o no plantas propias.”

Obviamente, supone que los generadores integrados verticalmente no se acogen a la regla del despacho eléctrico económico. Siendo así, su punto de vista es muy lógico. Para analizarlo, volvamos a la idea de las inversiones específicas y a la no existencia del despacho eléctrico económico.

Como las inversiones son específicas, tanto en generación como en distribución, la interdependencia entre uno y otro puede dar lugar a conductas oportunistas, siempre y cuando existan los incentivos. Ambos pueden firmar un contrato de largo plazo, en donde el generador promete suministrar energía al distribuidor durante la duración de dicho contrato; asimismo, el distribuidor promete comprarle la energía al generador. Para que el uso del mercado no fracase en las transacciones, que se presentarán ex post a la firma del contrato, las promesas deben ser creíbles; no obstante, se puede demostrar que

puede ocurrir lo contrario, pues los costos de transacción involucrados en la redacción, monitoreo y cumplimiento forzoso de este contrato resultan elevados.

Lo que ocurre con este contrato es que contiene un alto grado de incertidumbre, debida en gran parte a la integración entre generación y distribución. Teniendo el distribuidor posición de dominio en el mercado pertinente, porque es un monopolio natural en un sector geográfico, tendrá incentivos para extender su poder de mercado en el segmento de generación, una vez que no tenga que acogerse a la regla del despacho eléctrico económico y que se le regule en el segmento de generación ya sea en base a costos o en base a incentivos, o simplemente rijan las leyes de la demanda y la oferta, como se demostró anteriormente. Ello añadirá, efectivamente, cierta incertidumbre sobre la cantidad de energía que el distribuidor le comprará a los generadores que no están integrados verticalmente, pues el distribuidor puede decidir reducir sus compras, no comprar absolutamente nada o pagar un precio más bajo. Lógicamente, las inversiones del generador están asociadas a esas decisiones de compra del distribuidor prometidas en el contrato durante el tiempo o plazo. Ante tales acontecimientos, el contrato se incumplirá; no existe toda la racionalidad para redactar un contrato completo que prevea tales contingencias o comportamientos; además, los recursos involucrados en su monitoreo y cumplimiento forzoso, ya sea mediante el litigio, serán demasiado altos; es decir, los costos de transacción por el uso de este mercado serán demasiado altos. Debido a los altos costos de transacción el mercado fallará y la forma de organización que surgirá de manera natural será la de la integración absoluta entre generadores y distribuidores; es decir, la competencia en el segmento de generación desaparecerá y, efectivamente, surgirá un monopolio integrado verticalmente.

Ahora bien, veamos cómo las cosas cambian si levantamos el supuesto, que implícitamente hace el Director Presidente del Ente Regulador; es decir, suponemos que sí existe el despacho eléctrico económico, en vez de suponer que no existe el despacho eléctrico económico, o quien está integrado verticalmente no se acoge al despacho económico. Siendo así, el distribuidor integrado verticalmente tendrá que competir en el despacho económico con los generadores no integrados verticalmente. Dado que el mercado es disputable, como se ha demostrado, la configuración sostenible estará dada por muchos generadores con diversas mezclas de plantas, asegurándose de ese modo la competencia en ese segmento. El despacho económico reducirá la incertidumbre acerca de las compras del distribuidor, porque éste no tendrá los incentivos para, en virtud de su posición de dominio, extender su poder de mercado aguas arriba. Los contratos de largo plazo serán compromisos creíbles y los costos de transacción bajos, de modo que el uso del mercado de generación será el mecanismo de gobernación eficiente.

Además, al permitírsele a los distribuidores participar en el mercado de generación, sin límite alguno y con la existencia del despacho económico, se reducirá el oportunismo de los generadores no integrados verticalmente. ¿Por qué? Porque ante conductas oportunistas de los generadores, la respuesta de los distribuidores será la expansión de la capacidad de generación propia, en un mercado que es disputable. Esto reducirá aún más

la incertidumbre del mercado de generación y las inversiones específicas de expansión, tanto de la capacidad de generación como de la red de distribución, estarán basadas en contratos que contienen compromisos creíbles, porque los costos de transacción son relativamente bajos.

9. La experiencia chilena

La experiencia de Chile respecto a la integración vertical ha sido analizada por diversos autores, tanto en términos teóricos como empíricos. Uno de ellos, Gómez Lobo (Marzo 2000), analiza la experiencia chilena y argentina, en la cual el primero permite la integración vertical y el segundo adopta una reforma parecida a la nuestra en el aspecto de la separación de los segmentos; su propósito es evaluar “si la integración/desintegración ha tenido algún efecto negativo sobre la competencia, lo cual hace mediante un método de contrastación que le conducen a las aseveraciones siguientes:

“La experiencia chilena muestra que, si bien la integración vertical no ha sido un obstáculo para el desarrollo global del sector, ésta ha sido fuente de reiterados conflictos entre las empresas de la industria. La respuesta de las autoridades regulatorias ha sido de fortalecer la regulación de conducta, reduciendo los espacios de discreción de los diferentes actores en la fijación y negociación de condiciones de acceso, e imponiendo algunas medidas de corte estructural pero sin llegar a la desintegración de las etapas de la industria. En términos globales, el desempeño de la industria argentina también ha sido positivo. Los problemas en ese país están relacionados con la coordinación de la expansión de la red de transmisión, sin poderse descartar que este fenómeno esté relacionado en parte con la desintegración del sector.”

“...ambas experiencias han sido calificadas como exitosas en términos globales, evidenciándose altos niveles de inversión y crecimiento desde las reformas. En este sentido, la integración o desintegración vertical no parece ser crítico para el desarrollo de una industria competitiva.”

“...si opta por una estructura integrada, como la chilena, la regulación de conducta debe ser muy fuerte para evitar abusos discriminatorios por parte de una empresa dominante.”

“...si se opta por desintegrar la industria, siguiendo la experiencia del Reino Unido o Argentina, se necesita crear algún mecanismo para facilitar la expansión de las redes de transmisión. En un sistema desintegrado vertical y horizontalmente pueden existir problemas de coordinación y de transacción que generan un obstáculo a la inversión en el sector de transmisión.”

Como se desprende de sus conclusiones, el autor pone en evidencia los mismos problemas que hemos presentado teóricamente, cuando se permite la integración vertical

y no existe el despacho eléctrico económico o quienes están integrados verticalmente no tienen que acogerse a su reglamentación, o sea, el orden de mérito.

10. Conclusión

La conclusión central de este documento es que no hemos podido encontrar argumentos teóricos y empíricos suficientes como para pensar que, aún existiendo el despacho eléctrico económico, al permitirse la integración vertical se producirían los incentivos para que la empresa pueda expandir su poder de mercado en el segmento de generación hasta el punto en que la competencia se vea sustancialmente perjudicada, al igual que la expansión de la capacidad de generación y de la red de distribución. Es más aún, si no hubiesen límites a la integración vertical, debido a la existencia del despacho eléctrico económico y la disputabilidad del segmento de generación, la extensión del poder de mercado de la empresa integrada no podría ocurrir. Desde luego, se supone que toda energía generada pasa por el despacho eléctrico económico, incluyendo la que obtiene el distribuidor de su propio generador.

Entonces, cualquier decisión de integración vertical y su estructura surge de manera natural en base a las economías de alcance y la reducción de los costos de transacción por dejar de usar el mercado de generación. Es decir, si el Decreto Ley No. 10 del 26 de febrero de 1998 en su artículo 6 no especificase la magnitud del quince por ciento, surgiría una nueva magnitud de manera natural, siendo ésta la que consigue las mejores economías de alcance y reducción de los costos de transacción, sin que la competencia en el segmento de generación se vea perjudicada porque el mercado es impugnabile y su estructura se establece también de manera natural. Por supuesto, recalamos que esto acontece así solo si existe la figura del despacho eléctrico económico y todo generador, aunque esté integrado verticalmente, se somete a su normativa.

Bibliografía

Averch, H., Johnson L. (Dec. 1962): “*Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint*”. American Economic Review.

Baumol, William J. (Dec. 1977): “*On the Proper Cost Tests for Natural Monopoly in a Multiproduct Industry*”. The American Economic Review, Volume 67, Issue 5, pp. 809-822.

Baumol, William J., Robert D. Willig (Agu. 1981): “*Fixed Costs, Sunk Costs, Entry Barriers, and Sustainability of Monopoly*”. Quarterly Journal of Economics, Volume 96, Issue 3, pp. 405-431.

Baumol, William J., John C. Pazar and Robert D. Willig (1982): “*Contestable Markets and The Theory of Industry Structure*”. New York, Harcourt Brace Jovanovich.

Boiteux, M. (Apr., 1.960): “*Peak-Load Pricing*”. The Journal of Business, Vol. 33, No. 2., pp. 157-179.

Geen, Richard J., Newbery, David M. (Oct., 1992): “*Competition in the British Electricity Spot Market*”. The Journal Political Economy, Volume 100, Issue 5, pp. 929-953.

Gómez Lobo, Andrés (Marzo, 2000): “*Integración Vertical en la Industria Eléctrica: La Experiencia Chilena y Argentina*”. Departamento de Economía, Universidad de Chile.

Guasch Luis J., Spiller Pablo(2000): “*Managing the Regulatory Process: Design, Concepts, Issues, and the Latin America and Caribbean Story*”. World Bank Latin American and Caribbean Studies, The World Bank, Washington, D.C.

Joskow, Paul L. (1988): “*Asset Specificity and the Structure of Vertical Relationships: Empirical Evidence*”. Journal of Law, Economics, and Organization, Volume 4, pp. 95-117.

Joskow, Paul L. (1997): “*Restructuring, Competition and Regulatory Reform in the U. S. Electricity Sector*”. The Journal of Economic Perspectives, Volume 11, Issue 3, pp. 119-138.

Leibenstein, H. (Jun. 1966): “*Allocative Efficiency vs. X-Inefficiency*”. American Economic Review.

Meek, Ronald L. (Jul., 1963): “*An Application of Marginal Cost Pricing: The ‘Green Tariff’ in Theory and Practice*”, Journal of Industrial Economics, Volume 11, Issue 3, pp. 217-236.

Porter, Michael (1985): “*Competitive Advantage*”, New York; Free Press.

Scherer, Charles R. (Autumn, 1976): “*Estimating Peak and Off-Peak Marginal Costs for an Electric Power System: An ex ante Approach*”. A The Bell Journal of Economics, Volume 7, Issue 2, pp. 575-601.

Tovar Landa, Ramiro; compilador (2000): *La Reforma Estructural del Sector Eléctrico*. México, DF: Instituto Tecnológico Autónomo de México.

Turvey, Ralph (1968): *Optimal pricing and investment in electricity supply*. Cambridge, Massachusetts: The MIT Press.

Williamson O. E. (1975): “*Markets and hierarchies; analysis and antitrust implications: A study in the economics of internal organization*”. New York; Free Press.

Williamson O. E. (1985): “*The Economic Institutions of Capitalism*”. New York; Free Press.

Williamson O. E. (1991): *“The Nature of the Firm. Origins, Evolution, and Development”*. Oxford University Press, Inc.

Leyes, decretos y reglamentos

Anteproyecto de Ley No. 76. *“Por el cual se adopta un régimen de incentivos para el fomento de plantas de generación eléctrica de fuentes nuevas y renovables y se modifican otras disposiciones.”*

Anexo A, Volumen I de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997. *“Reglas para el Mercado Mayorista de Electricidad, Informe Metodológico.”* Ente Regulador de los Servicios Públicos.

Decreto Ejecutivo No. 22 de 19 de junio de 1998 *“por el cual se reglamenta la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del Servicio Público de Electricidad”*. Ente Regulador de los Servicios Públicos.

Ley 6 de 3 de febrero de 1997. *” Mediante la cual se dicta el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad.”*

Ley N° 10 de 26 de febrero de 1998. *“Por la cual se Modifican algunos Artículos de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, mediante la cual se dicta el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad.”*