

Transmisión y la “ley corta”*

ALEXANDER GALETOVIC

- Hace algunos meses se envió al Congreso un proyecto que modifica la ley que regula al sector eléctrico, la así llamada “ley corta”. El grueso del proyecto consiste en modificar la regulación de la transmisión.
- El proyecto propone sustituir el procedimiento privado de tarificación y expansión de la transmisión actual por regulación formal. Cada cuatro años se encargaría un estudio internacional para tarificar y planificar el sistema de transmisión. El estudio sería supervisado por un comité de dos transmisores y dos representantes del regulador. Sin embargo, finalmente el regulador fijará los peajes, decidirá cómo se expandirá el sistema, y designará a la empresa encargada de ejecutar cada proyecto.
- Además, la ley corta le garantiza al transmisor el pago de cada línea que forme parte del sistema troncal. Este mecanismo es muy similar a la regulación por tasa de retorno. El 50% del peaje de cada línea se repartirá entre los generadores que la usen; el restante 50% entre consumidores. A los activos que forman parte del sistema troncal se les garantiza un retorno fijo de 10% real anual.
- Uno de los defectos más importantes del proyecto es que el transmisor obtiene utilidades sobreinvertiendo. El origen de este estímulo es la tasa de retorno de 10% que garantiza la ley. Esta tasa de retorno es apreciablemente mayor que la tasa libre de riesgo (hoy en día un PRC del Banco central a 20 años paga poco más de 4% anual real) y del plausible costo de capital de la transmisión, sobre todo si es regulada como lo propone la ley corta, que eliminaría casi todos los riesgos. Es perentorio modificar esta tasa fija haciéndola variar *pari passu* con la tasa libre de riesgo, a la que debe sumársele un premio por riesgo apropiado.
- La gobernanza propuesta por el proyecto facilita la sobreinversión porque quienes deciden la expansión del sistema —el consultor que hace el estudio y los cuatro integrantes del comité y en último término el regulador— no lo pagan. La expansión del sistema deberían decidirla quienes lo pagan.
- La planificación central del sistema rigidiza las expansiones porque sólo se podrán decidir cada cuatro años. Más aún, para instalarse las centrales requieren de transmisión; por lo tanto, es muy probable que la entrada a generación deba negociarse con el regulador cada cuatro años, lo que probablemente elevaría las barreras a la entrada. Es importante mantener las disposiciones actuales que le permiten a cualquier generador instalarse en cualquier momento sin pedir autorización.
- Asignarles el 50% del pago de cada línea a los consumidores debilita las señales de localización de centrales y subsidia a las que se instalan alejadas de los centros de consumo, por la simple razón que un proyecto intensivo en transmisión pagará a lo más el 50% de las líneas. Es conveniente asignarles el 100% del pago a generadores y diferenciar los cargos por localización de las centrales de modo que las expansiones sean pagadas por quienes las causan.

Alexander Galetovic. Centro de Economía Aplicada (CEA), Departamento de Ingeniería Industrial, Universidad de Chile. Email: agaleto@dii.uchile.cl.

* Esta nota fue encargada originalmente por la Sociedad de Fomento Fabril (Sofofa). Agradezco los comentarios y discusiones con Renato Agurto. Las opiniones y errores son de mi responsabilidad y no comprometen de forma alguna a la Sofofa.

1. Introducción

Desde la crisis de 1998 y 1999 se viene sosteniendo que la regulación del sector eléctrico debe cambiarse. Hace dos años el gobierno circuló un pre proyecto de ley que proponía cambios importantes a la regulación de los tres segmentos (generación, transmisión y distribución) pero finalmente no lo envió al Congreso. Este año se envió el proyecto de ley corta que modifica completamente la regulación de la transmisión, e introduce algunos cambios puntuales pero relevantes en otras áreas¹. Esta nota resume y evalúa la nueva regulación del sistema de transmisión propuesta en la ley corta.

La nota se divide en tres partes, además de la introducción y la conclusión. La primera se refiere al método que se usará para fijar peajes y planificar el sistema, y las instituciones que regularán (es decir, la gobernanza de la transmisión)². La segunda discute la tasa de descuento que la ley les otorga a los activos regulados. La tercera parte se refiere al sistema de precios de transmisión.

Tanto la descripción detallada del proyecto como el análisis económico que sustenta lo que sigue se encuentran en Galetovic (2002 a, b y c).

¹ Por ejemplo, se obliga a las distribuidoras a publicar los peajes que les cobrarán a los clientes no sujetos a regulación de tarifas finales y se les impide a los dueños de distribuidoras transferir su propiedad sin previa autorización del regulador. y se modifica el régimen de regulación de los sistemas pequeños.

² Gobernanza es la traducción castellana del término inglés "governance". Se refiere a las instituciones, reglas y procedimientos que gobiernan a una actividad determinada.

2. Método de regulación, gobernanza y procedimientos

2.1. Regulación por tasa de retorno

En Chile las tarifas de monopolios naturales se fijan para que una empresa eficiente —una empresa que, al menos en el papel, produce cada cantidad al mínimo costo técnicamente factible— obtenga una rentabilidad normal. A principios de los años ochenta este modelo reemplazó a la regulación por tasa de retorno. Bajo tasa de retorno se fijan tarifas para que los activos invertidos renten una tasa fija, aún si no son necesarios para proveer el servicio eficientemente. Una vez que el regulador acepta que los activos se incluyan para calcular las tarifas, su retorno queda garantizado durante toda su vida útil. Por lo tanto, la regulación por tasa de retorno casi elimina el riesgo al inversionista³.

El proyecto de ley corta propone fijar peajes de transmisión tales que los activos invertidos por el transmisor renten 10% real. Una vez que los activos se inviertan, y mientras permanezcan en el sistema troncal, se valorarán a valor de reemplazo cada cuatro años, independientemente si se trata de instalaciones eficientes, e independientemente si quedan o no obsoletas⁴. Esto implica que el método de regulación propuesto se asemeja al de la tasa de retorno, porque a los activos del transmisor se le garantiza su remuneración mientras permanezcan en el troncal.

Los defectos de la regulación por tasa de retorno son conocidos hace más de 40 años.

³ Una comparación formal entre empresa eficiente y tasa de retorno se encuentra en Bustos y Galetovic (2002).

⁴ Aún no se sabe que líneas formarán parte del sistema troncal, pero son "[...] las líneas y subestaciones eléctricas que sean necesarias para el funcionamiento competitivo del respectivo sistema eléctrico [...]" (art. 71°-2).

Uno de los principales es que estimula la sobreinversión si la tasa de retorno otorgada por la regulación es mayor que la tasa de costo de capital de la empresa^{5,6}. En ese caso la empresa se transforma en un depósito a plazo cuyo retorno es mayor al de mercado –con la diferencia que el depósito se materializa invirtiendo en activos reales–. Como se argumentará más abajo, la tasa de 10% en el proyecto de ley corta es probablemente bastante mayor que el costo de fondos que tendrían las empresas de transmisión reguladas con la ley corta (a menos que se suponga que el regulador tenga intenciones de actuar oportunistamente). Por eso, volver a la regulación por tasa de retorno es uno de los principales defectos de la ley corta, porque hace rentable la sobreinversión⁷.

2.2. Gobernanza y procedimientos

2.2.1. El procedimiento actual

Actualmente el transmisor tiene la obligación de conectar al generador que lo solicite y los peajes de transmisión se fijan en una negociación bilateral en que las partes son libres de acordar lo que estimen conveniente. Pero si hay desacuerdo, la disputa tiene que ser vista por un tribunal arbitral quien determina los peajes que deberá pagarle el generador al transmisor. La ley le indica al tribunal cómo debe valorar las líneas, calcular los costos de operación y mantención, la anualidad correspondiente y la tasa de descuento que debe usar (la misma que se usa para fi-

⁵ Esto se conoce como “efecto de Averch-Johnson”, por Averch y Johnson (1962).

⁶ “Sobreinversión” significa que se invertirá más de lo socialmente eficiente en el sistema de transmisión.

⁷ Es importante notar que la ley actual también indica que los peajes deben calcularse con una tasa de 10%. Sin embargo, no hay incentivo a la sobreinversión porque no se le garantiza al transmisor que cada instalación que construya será remunerada.

jar el precio de nudo, en la actualidad 10% real); y una vez hecho esto, cómo determinar el uso de las líneas que hace el generador y el pago que le corresponde. La expansión del sistema también se decide privadamente y se materializa mediante contratos entre generadores y transmisores.

2.2.2. Los procedimientos según la ley corta

La ley corta sustituye este procedimiento por uno de regulación formal para fijar peajes y planificar la expansión del sistema. Los peajes se determinan cada cuatro años con el siguiente procedimiento:

- Antecediendo la fijación de peajes de transmisión, el Ministerio de Economía determinará por decreto qué líneas y subestaciones existentes componen el sistema troncal (art. 71°-2)⁹.
- Para valorar el sistema troncal se contrata un estudio en una licitación internacional (arts. 71°-5 y -71°-6).
- Este estudio lo supervisará un comité que integran un representante del Ministerio de Economía, otro de la Comisión Nacional de Energía (en adelante “Comisión”), y dos de empresas propietarias del sistema troncal (art. 71°-15)¹⁰.

⁸ Artículo 51° A-G del DFL N° 1 de 1982.

⁹ Se debe señalar que el proyecto no indica la metodología que se usará para determinar que líneas serán incorporadas al troncal. La definición de troncal es vaga, porque, como se vio, son “[...] las líneas y subestaciones eléctricas que sean necesarias para el funcionamiento competitivo del respectivo sistema eléctrico [...]” (art. 710-2).

¹⁰ Originalmente a los cuatro mencionados se les agregaba un representante de los usuarios a ser designado de acuerdo con el reglamento. La indicación enviada al Congreso el 9 de septiembre eliminó a este representante.

- Una vez entregado el estudio la Comisión convocará a una audiencia pública donde el consultor presentará el estudio. La comisión recogerá observaciones de los participantes (art. 71°-18).
- Sin embargo, finalmente la Comisión determinará los peajes, considerando el estudio y las observaciones que recibe, pero guardándose el derecho a modificar sus conclusiones (art. 71°-20).
- Luego la Comisión informará al Ministerio de Economía institución que finalmente fijará los peajes (art. 71°-20).

El procedimiento para determinar la expansión del sistema es el siguiente:

- En el estudio el consultor determina (i) el plan de expansión del sistema troncal, la fecha de incorporación de las instalaciones futuras de transmisión y el plan indicativo de generación asociado (art. 71°-17a); (ii) las empresas de transmisión que deberán construir las ampliaciones de los sistemas existentes (art. 71°-17e).
- Luego de la audiencia pública, la Comisión determinará las obras que se deberán construir dentro de los cuatro años siguientes y designará a las empresas de transmisión troncal responsables de la construcción (art. 71°-19c).
- El informe de la Comisión debe ratificarlo el Ministerio de Economía quien firma el decreto correspondiente.

2.2.3. Análisis

El regulador preserva autoridad formal para fijar los peajes y planificar el sistema. No se ha explicado el rol exacto que jugará el comité y cuánto poder tendrá. Sin embargo, la Comisión y el Ministerio de Economía cierran el proceso regulatorio, y se puede deducir que finalmen-

te conservan la autoridad formal¹¹. Por lo tanto, en lo que se refiere a tarificación, se opta por un procedimiento muy similar al de la Ley de Telecomunicaciones, en el sentido que, en último término, el regulador se reserva el derecho de fijar las tarifas que estime conveniente sin obligación de fundamentarlas¹². Como argumentamos en otro lado (véase Galetovic y Sanhueza [2002]), esto facilita tanto la discrecionalidad como la captura regulatoria.

Pero además, y contrario a lo que ocurre en telecomunicaciones o cualquier otro sector regulado en Chile, el regulador planificará el sistema y designará a los encargados de expandirlo y administrarlo, y en vista que las centrales requieren de transmisión, es muy probable que la entrada a generación deba negociarse con el regulador cada cuatro años¹³. En mi opinión, esto sugiere que el proyecto, lejos de bajar las suuestas barreras a la entrada que existen en generación, las aumentará. Estas barreras se complementan restringiendo la posibilidad que las empresas de generación construyan y sean

¹¹ La "autoridad formal" es el derecho a tomar determinadas decisiones. En esta nota la distinguiré de la "autoridad real": el poder de tomar decisiones porque se tiene la información necesaria para hacerlo. En una variedad de circunstancias, quien tiene la autoridad formal no necesariamente tiene la autoridad real porque no tiene la información suficiente y, por lo tanto, está forzado a delegar la decisión. La distinción se le debe a Aghion y Tirole (1997).

¹² En el proyecto se indica que el regulador debe contestar fundadamente las observaciones que les hagan los participantes del proceso (art. 71°-20). Sin embargo, no se define qué es "fundado" ni tampoco es posible apelar la decisión del regulador.

¹³ Esto, a pesar de que el artículo 71°-6 mantiene el acceso abierto, cuando afirma que:

"Los propietarios de instalaciones de los Sistemas de Transmisión Troncal, no podrán negar el acceso al servicio de transporte o transmisión a ningún interesado por motivos de capacidad técnica [...]"; sin embargo, a continuación agrega que:

"[...] sin perjuicio de que en virtud de las facultades que la ley o el reglamento le otorguen al Centro de Despacho Económico de Carga, en adelante CDEC, para la operación coordinada del sistema eléctrico, se limiten las inyecciones o retiros sin discriminar a los usuarios."

dueñas de líneas troncales alternativas a las del transmisor principal (art. 71°-5)¹⁴.

En resumen, la ley corta le da autoridad formal al regulador (la Comisión y el Ministerio de Economía) para fijar peajes, planificar la expansión del sistema y asignar obras a determinadas empresas de transmisión. Sin embargo, la autoridad formal difiere en ocasiones de la “autoridad real”, la que reside en quien está suficientemente informado para influir las decisiones. Los agentes informados que participan más activamente en el proceso son el consultor internacional y los dos representantes de las empresas de transmisión. Se excluye al restante agente informado de este proceso, los generadores. Como se verá a continuación esta asignación de la autoridad formal y real tiende a favorecer la sobreinversión.

Gobernanza e incentivos a la sobreinversión. Suponiendo que el comité y el consultor que hacen el estudio tienen al menos alguna influencia sobre el resultado de la fijación de tarifas y del plan de expansión, la gobernanza elegida facilita la sobreinversión porque concentra prácticamente todo el poder de decisión en tres agentes que no pagan por las líneas: el consultor que

¹⁴ “Las empresas operadoras y/o propietarias de los Sistemas de Transmisión Troncal, deberán estar constituidas como sociedades anónimas abiertas de giro exclusivo, el que no podrá incluir la generación ni la distribución de electricidad.

La participación accionaria individual de empresas que operan en cualquier otro segmento del sistema eléctrico, o de los usuarios no sometidos a fijación de precios, en dichas empresas, no podrá exceder del 8% del capital total de las empresas propietarias u operadoras del Sistema de Transmisión Troncal. La participación accionaria conjunta de empresas generadoras y distribuidoras, o del conjunto de los usuarios no sometidos a fijación de precios, en las empresas operadoras y propietarias del Sistema de Transmisión Troncal, no podrá exceder del 40% del capital total de estas empresas. Estas limitaciones a la propiedad accionaria se extienden a grupos empresariales o personas jurídicas o naturales que tengan acuerdos de actuación conjunta con las empresas generadoras y distribuidoras.”

hace el estudio; el regulador; y las empresas de transmisión.

¿Por qué se estimula y facilita la sobreinversión? Para comenzar, el transmisor se beneficiará sobreinvirtiendo porque se regula con una tasa de retorno superior a su tasa de costo de capital; plausiblemente, al menos podrá influir en las decisiones de expansión a través de sus representantes en el comité. A continuación, si se trata del regulador, no es necesariamente cierto que quiera invertir más allá de lo socialmente eficiente. Sin embargo, es sabido que los reguladores tienden a favorecer sistemas seguros para evitar los cortes, que suelen ser políticamente molestos¹⁵.

Por último, se podría argumentar que el consultor internacional es independiente porque, de acuerdo con el artículo 71°-16 no pueden haber recibido más de 120% de sus ingresos del transmisor que está siendo regulado en los últimos dos años. Sin embargo, los consultores se elegirán entre especialistas del sector, y la teoría económica sugiere que sus intereses tenderán a coincidir con los de las empresas de transmisión en general. Un informe que sea duro con los transmisores chilenos probablemente será un antecedente en contra para optar a negocios con transmisores regulados en el resto del mundo. Es conveniente mencionar que se trata de un mercado muy especializado y es limitado el número de consultores capaz de hacer un estudio de esta naturaleza.

Regulación vs. competencia. Un defecto adicional del proyecto de ley es que, además de optar por una suerte de planificación centralizada

¹⁵ El punto de fondo es que los reguladores responden a los incentivos impuestos por la gobernanza. Por ejemplo, si el regulador le rinde cuentas a la autoridad política, y ésta percibe que los cortes son costosos, mientras que el costo de la sobreinversión se reparte entre los consumidores, la teoría económica indica que se favorecerá la sobreinversión.

del sistema, descarta la posibilidad de usar competencia para expandirlo. Sin embargo, sería posible introducir competencia para expandir el sistema adjudicando las líneas a quien las financie y construya por el menor peaje anual. El ganador de la licitación cobraría un peaje fijo por 30 años, eliminándose todo riesgo de ingresos. Esto permitiría sustituir la regulación por un mecanismo competitivo de fijación de peajes. Las licitaciones aventajan a la regulación directa porque la competencia fuerza a que las empresas reflejen sus verdaderos costos en las ofertas; por contraste, con regulación directa toda la renta debida a que la empresa conoce los costos con mayor precisión que el regulador queda en manos de la empresa¹⁶.

Se debe mencionar que la indicación enviada al Congreso el 9 de septiembre pasado obliga a la empresa a llamar a una licitación competitiva para construir las expansiones. El valor de inversión que se trasladará a las tarifas será el monto ofertado por la empresa constructora que gane¹⁷. Sin embargo, esta licitación se hace una vez asignada la línea a un transmisor, y sólo para determinar el valor de la inversión¹⁸. Con esto se sigue perdiendo la posibilidad de evitar la regulación de peajes y no se mitigan los incentivos a la sobreinversión. En particular, la

¹⁶ Bulow y Klemperer (1996) muestran bajo condiciones generales que, desde el punto de vista de un comprador, una negociación bilateral óptima que le extraiga al vendedor todo el excedente que la información asimétrica permita es dominada por una licitación en que participa un oferente más; esto aunque el negocio se lo adjudique la empresa con que se hubiera negociado bilateralmente.

¹⁷ "El Valor de Inversión de instalaciones futuras que deberá reflejarse definitivamente en el pago del servicio de transmisión, será el que resulte de la licitación a que se refiere el artículo 71°.22."

¹⁸ "[...] las empresas de transmisión troncal, con la antelación que reglamentariamente se indique, deberán licitar la construcción de las obras a empresas constructoras calificadas, a través de procesos de licitación públicos, abiertos y transparentes, auditables por la Superintendencia [...]"

tasa de retorno para determinar las anualidades sigue siendo 10%.

3. La tasa de descuento

Como se dijo, el proyecto de ley corta fija la tasa de descuento en un 10% real fijo. Se argumentará que esto es conceptualmente incorrecto.

En efecto, hay dos principios generales con los que debiera conformar la tasa que se ocupe para fijar tarifas. Primero, debería ser variable y anclarse en la tasa libre de riesgo; si la tasa libre de riesgo sube, debiera subir la tasa de descuento, y lo contrario si baja. Segundo, el premio debiera compensar al transmisor por el "riesgo de oportunismo regulatorio" al que plausiblemente está sujeta toda inversión en una actividad regulada, y por la variabilidad no diversificable de las tarifas impuesta al transmisor por el método y procedimiento elegido para fijar tarifas¹⁹. Por lo tanto, fijar una tasa que no varía es conceptualmente equivocado. Si la tasa libre de riesgo aumenta, la tasa de la regulación será insuficiente; si la tasa libre de riesgo cae (como ha ocurrido en la economía chilena en los últimos años), la tasa será excesiva y eso se reflejará en tarifas mayores que las necesarias para que los activos invertidos por el transmisor rindan una rentabilidad normal.

En segundo lugar, me parece que existen razones fundadas para afirmar que la tasa es excesiva. Como se dijo, la regulación propuesta por la ley, particularmente la valoración de todo activo invertido por el transmisor a costo de reposición, implican que el transmisor asume riesgos muy reducidos²⁰.

¹⁹ El riesgo de oportunismo regulatorio ocurre porque el regulador podría fijar tarifas menores que los costos y, en casos extremos, expropiar las inversiones.

²⁰ El resto de los riesgos se describe y analiza detalladamente en Galetovic (2002a).

Cuadro 1
Anualidad con distintas tasas de descuento

(1) Tasa	(2) Factor de Descuento (R)	(3) AVNR	(4) AVNR + CoyM	(5) AVNR	(6) AVNR +CoyM
Transelec En millones de US\$			Todo el sistema En millones de US\$		
10%	9,89	114,96	144,76	166,13	204,03
9%	10,73	105,96	135,76	153,12	191,02
8%	11,70	97,18	126,98	140,43	178,33
7%	12,84	88,55	118,35	127,96	165,86
6%	14,17	80,24	110,04	115,95	153,85
5%	15,75	72,19	101,99	104,32	142,22
4%	17,64	64,46	94,26	93,14	131,04

Nota: El sistema de Transelec incluye todas las instalaciones de 66kV y más instaladas actualmente. "Todo el sistema" incluye todas las instalaciones de 110 kV instaladas actualmente sean o no de Transelec. AVNR: anualidad del valor nuevo de reemplazo; CoyM: costos de operación y mantención.

Si se toma como referencia una tasa libre de riesgo de 5% (mayor que la que está pagando actualmente un pagará reajutable a 20 años del Banco Central), una tasa de exactamente 10% para calcular las tarifas requiere, alternativamente, lo siguiente para justificarse:

- Si el premio por riesgo fuese necesario únicamente para compensar a los inversionistas por la volatilidad debida a la fijación periódica de tarifas, entonces se requeriría un coeficiente de variación de las tarifas fijadas de 0,30 para justificar una tasa de descuento de exactamente 10%²¹. A modo de ejemplo, este coeficiente de variación implica que si el regulador fijase tarifas cuyo valor esperado es correcto, pero eligiéndolas aleatoriamente de una distribución uniforme, la probabilidad de que las tarifas sean menores o mayores que la ver-

²¹ Este coeficiente supone que el coeficiente de aversión relativa al riesgo del inversionista es 3, consistente con lo supuesto en la literatura macroeconómica. Véase Galetovic (2002a) para más detalles.

dadera en una desviación estándar es 0,43 (43%).

- Por otro lado, si el premio por riesgo fuese necesario únicamente para compensar a los inversionistas por posible oportunismo regulatorio, y suponiendo que éste es extremo y equivale a la expropiación sin compensación alguna, se requeriría que la probabilidad que ésta ocurra durante los próximos 10 años sea 0,37 (37%)²².

Distintas tasas implican diferencias importantes en los pagos que harán los usuarios del sistema de transmisión. El Cuadro 1 reporta las anualidades que les correspondería pagar a los usuarios de transmisión para tasas de descuento entre 4 y 10% (para ello se ha supuesto que el valor de las instalaciones de transmisión es el declarado actualmente al CDEC). Como se puede apreciar, los ingresos anuales por transmisión dependen de manera importante de

²² Este cálculo particular supone que los inversionistas son neutrales al riesgo.

la tasa que use el regulador para obtener la anualidad. En la columna 4 se ve que, en el caso de la red de Transelec, la anualidad cae de US\$ 144,96 millones a US\$ 118,35 millones si la tasa usada es 7% en vez de 10%. Vale decir, cada punto adicional de la tasa implica pagos adicionales por poco menos de US\$ 10 millones adicionales. Si se supone que el troncal incluirá todas las instalaciones de 110 kV o más, el pago anual es de US\$ 204,03 millones si la tasa es 10%, pero sólo US\$ 165,68 millones si la tasa es 7%.

En conclusión, la ley debiera reconocer el menor riesgo al que está sujeto el transmisor con una tasa de descuento menor, de lo contrario sería inconsistente con el objetivo de que el regulado obtenga una rentabilidad “normal”. Esta tasa debería anclarse a la tasa libre de riesgo de la economía y variar *pari passu* con ella.

4. Tarificación

El proyecto también modifica la distribución de los peajes. Actualmente son íntegramente de cargo de los generadores; la ley corta propone repartirlos por partes iguales entre consumidores y generadores (en adelante se le llamará “la regla del 50%-50%”)²³. También se supone que se cambiarán las reglas para determinar cuáles generadores usan cada tramo del troncal. Sin embargo, el método para determinar uso se dejó para el Reglamento.

Cuando se discute sobre tarificación de la transmisión es importante distinguir entre los pagos que se harán por las instalaciones ya existentes, y aquellos que remunerarán a las inversiones que se hagan de aquí en adelante. Por un lado, las líneas y centrales ya instaladas son activos hundidos para todos los efectos prácticos. Luego, el cambio de la distribución de los peajes sólo causa redistribuciones de riqueza

²³ Véase el artículo 71°-30.

za que, si bien de magnitud apreciable, no afectan mayormente la asignación de recursos. Por el otro lado, la regla de tarificación afecta los costos de los nuevos proyectos de generación, las decisiones de localización y la eficiencia con que se asignen los recursos en el sector.

4.1. Localización de nuevas centrales y la regla del 50%-50%

En las discusiones sobre la ley corta se ha sostenido que la distribución de los peajes entre consumidores y generadores no es importante. En último término, se sostiene, pagan los consumidores, independientemente si se les cobra parte o todo a los generadores.

Es correcto que, independientemente de la regla, finalmente pagan los consumidores. Por ejemplo, si como ocurre actualmente, parte de las líneas de transmisión se le cargan directamente a una central, el inversionista postergará su inversión hasta que los precios que pagan los consumidores suban lo suficiente como para que el proyecto rente lo suficiente incluyendo el pago de transmisión. Sin embargo, no se sigue que reglas alternativas siempre induzcan la misma asignación de recursos: lo que importa para lograr asignaciones eficientes es que los agentes asuman los costos que sus decisiones imponen en el margen.

Aplicar este principio en la práctica es difícil, porque en las líneas de transmisión suele haber capacidad ociosa²⁴. En esos casos un sistema de tarificación eficiente debiera indicarles a los inversionistas que el costo de oportunidad de usar transmisión es muy bajo –lo que le jue-

²⁴ Primero, las líneas de transmisión son activos hundidos y su valor residual es una fracción del costo de inversión. Por lo tanto, las líneas no se retiran cuando cae la potencia transmitida. Segundo, la capacidad de una línea no se puede modular continuamente, porque las indivisibilidades son importantes.

ga en contra al objetivo de autofinanciar a los activos de transmisión—²⁵.

Sin embargo, que sea difícil aplicar este principio no lo hace menos necesario. Por ejemplo, una regla que prorratee todo el costo de las líneas de transmisión únicamente entre consumidores (el así llamado estampillado) subsidia a las centrales alejadas de los centros de consumo, por la simple razón que un proyecto intensivo en transmisión no pagaría el costo de las líneas. Por extensión, la regla del 50%-50% de la ley corta subsidia parcialmente la construcción de centrales alejadas, o a proyectos tales como la interconexión SIC-SING²⁶.

Se debe mencionar que la regla de asignación de peajes entre consumidores, que definirá el Reglamento, aparentemente considerará su localización. Así, los usuarios que sean más intensivos en el uso de la transmisión pagarán más. Sin embargo, esto afectaría la competencia entre proyectos localizados en distintos puntos, algunos más intensivos en transmisión, otros menos, sólo si los consumos pudieran optar entre proyectos y pagar peajes menores si las centrales construidas para abastecerlos se ubican más cerca²⁷. En la práctica, la decisión de cuáles líneas se hacen y cuáles no la tomará el regulador, no los consumidores. En resumen, es muy improbable que el proyecto de ley refuerce

²⁵ Este problema es un argumento a favor de la planificación central del sistema de transmisión; idealmente, el planificador identificaría las expansiones de mínimo costo lo que minimizaría el costo agregado.

²⁶ Se ha afirmado que no se contempla incluir la interconexión SIC-SING en el troncal. Sin embargo, una vez interconectados, será difícil argumentar que la línea de interconexión no es parte de “[...] las líneas y subestaciones eléctricas que sean necesarias para el funcionamiento competitivo del respectivo sistema eléctrico [...]”

²⁷ Alternativamente, los usuarios podrían cambiar su localización para acercarse a los generadores. Sin embargo, es razonable pensar que la decisión de localización de casi todos los usuarios depende muy poco de las diferencias espaciales del precio de la electricidad.

los incentivos a la localización eficiente. Todo lo contrario, probablemente los debilita.

4.2. Redistribución de pagos por las instalaciones existentes

Por último, es importante mencionar que el cambio de reglas de asignación de pagos redistribuirá riqueza desde los consumidores hacia los dueños de centrales existentes que están alejadas de los centros de consumo. En la actualidad estas centrales pagan más peajes y al menos la mitad de éstos les serán reasignados a los consumidores. Esta redistribución no debería afectar mayormente la asignación de recursos de las centrales existentes, puesto que ya están ahí.

4.3. Un error conceptual: “Si uno se beneficia debe pagar”

¿Por qué la regla del 50%-50%? El mensaje que acompaña al proyecto la justifica argumentando que la red es necesaria para que cualquiera pueda comercializar energía en el mercado. Por lo tanto —se concluye— todo el que participa en el mercado debería pagar parte de los costos de inversión en transmisión. Puesto de otra forma, se sostiene que todos se benefician de la transmisión porque permite la competencia; por lo tanto, todos deberían pagar parte del sistema de transmisión.

El argumento anterior, plausible en apariencia, no es correcto. Para entender por qué, nótese que la transmisión se justifica porque existen zonas del sistema que son exportadoras y otras que son importadoras. Obviando aquí las complicaciones debidas a la física de la transmisión y sus indivisibilidades, una analogía apropiada es la del transporte necesario para que ocurra el comercio internacional.

Es bien sabido que el comercio beneficia a todos los consumidores del país importador,

tanto si compran el producto importado o un sustituto nacional. La razón, evidentemente, es que el precio del bien nacional debe caer para igualarse con el importado para seguir siendo competitivo. Por ejemplo, si el precio en el mercado extranjero es \$ 8, y el costo de transporte \$ 2, el precio en el mercado nacional será \$ 10.

Sin embargo, no se sigue que el costo de transportar importaciones deba repartirse entre todos quienes consumen el bien. Más aún, hacerlo implicaría subsidiar las importaciones porque, en el margen, parte del costo de importar se les traspasaría a quienes no compran bienes importados. Por ejemplo, si la mitad del consumo corresponde a importaciones, y el costo de transporte se proratea entre todas las ventas importadas y nacionales, un importador “vería” que su costo de transporte cae a \$ 1 en el margen; el precio interno caería entonces a \$ 9 por el subsidio al transporte (aunque, obviamente, el monto total pagado por los consumidores, que incluye los costos de transporte, aumentaría). Por lo mismo, si el costo de transporte se prorateara entre todos los productores, no sólo aquellos que exportan, las consecuencias serían similares.

El mismo ejemplo sirve para poner en la perspectiva apropiada la afirmación en el sentido que “da lo mismo si el transporte se le cobra a la oferta o a la demanda, porque al final todo lo paga el consumidor”. Mientras el costo de transporte lo paguen únicamente las unidades importadas, da lo mismo si lo paga el importador, el exportador o si se reparte en cualquier proporción arbitraria. Neto de costos de transporte el exportador siempre recibirá \$ 8; y bruto de costos de transporte el importador siempre pagará \$ 10. A modo de ejemplo, si el costo se reparte por partes iguales, el precio de venta de un bien importado será \$ 9.

Sin embargo, si parte del costo de transporte la pagan quienes no participan en la operación de importación, entonces no da lo mismo quién la paga. La regla general es que mientras

menos paguen quienes participan en las operaciones de importación mayor será el subsidio y la distorsión de la asignación de recursos.

La transmisión es distinta en varias dimensiones a este ejemplo. En particular, los activos son indivisibles, hundidos y sujetos a economías de escala, y existen externalidades debidas a los flujos paralelos. Sin embargo, sigue siendo cierto que las señales de localización de centrales serán eficientes solamente si los responsables de la expansión del sistema pagan por ellas. Estos problemas, sin embargo, no se resuelven adjudicándole parte del pago de las líneas a quienes no son responsables de las expansiones.

4.4. ¿Qué tan importante es el costo de la transmisión?

Por último, es conveniente precisar de qué montos estamos hablando. Se suele afirmar que la sobreinversión en transmisión no es muy relevante porque la transmisión es un porcentaje pequeño del precio final de la electricidad.

Para apreciar el orden de magnitud del costo de la transmisión en el Cuadro 2 se proratea el pago anual por transmisor en los 29.143 GWh vendidos por empresas generadoras en el año 2001. Se aprecia que si todo el sistema de 110 kV o más se incluyera en el troncal, los pagos son de US\$ 8,43 por MWh. Esta magnitud se puede comparar con el precio de nudo de la energía en Cerro Navia de US\$ 23,62 por MWh; y de la potencia, US\$ 9,62 por MWh²⁸. Vale decir, el costo por MWh de la transmisión es muy similar a la pagado por remuneración de potencia, y la tercera parte del costo medio de un MWh de energía.

²⁸ La fuente es el informe de precio de nudo de abril de 2002 de la CNE.

Cuadro 2
Costo de la transmisión

	AVNR+CoyM (millones US\$)	Ventas de Energía 2001 (GWh)	Costo medio (US\$MWh)
Todo el sistema			
Hasta 500 kV:	32	29.143	1,11
Hasta 220 kV:	167	29.143	5,72
Hasta 154 kV:	192	29.143	6,60
Hasta 110 kV:	246	29.143	8,43
Hasta 66 kV:	285	29.143	9,77
Red Transelec (hasta 66 kV)			
	149	29.143	5,10

Fuente: Informe de peajes elaborado por el CDEC-SIC, 6 de marzo de 2002.

5. Conclusión y sugerencias

En mi opinión, el proyecto de ley para regular la transmisión es un retroceso si se le compara con los marcos regulatorios que existen hoy para regular empresas dominantes; e incluso si se le compara con la regulación vigente de transmisión. Para concluir fundamentaré esta afirmación y sugeriré un par de cambios para corregir algunos defectos del proyecto.

La ley corta parte de una premisa correcta, a saber que un sistema de transmisión eficientemente expandido requiere cierta coordinación entre los generadores, transmisores y consumidores. Sin embargo, se eligen mecanismos inadecuados para lograrlo: la planificación centralizada por agentes que no pagan por las expansiones; la regulación directa de las expansiones, cuando podrían ser asignadas y tarifadas competitivamente mediante licitaciones; señales de localización débiles al traspasarle explícitamente el 50% de los peajes a los consumidores; la autoridad formal del regulador para fijar tarifas y forzar expansiones del sistema.

También abandona el principio que unifica

a toda la regulación de monopolios naturales en Chile, a saber que los usuarios sólo deben pagar por instalaciones eficientemente dimensionadas para servir la demanda efectiva. Lo sustituye por un mecanismo de regulación obsoleto –la regulación por tasa de retorno– que exacerba las consecuencias de la información asimétrica (el regulador siempre está peor informado sobre los costos de la empresa).

Así, uno de los defectos más importantes del proyecto es que el transmisor obtiene utilidades si sobreinvierte. El origen de este estímulo es la tasa de retorno de 10%, apreciablemente mayor que la tasa libre de riesgo y del plausible costo de capital de la transmisión, sobre todo si es regulada como lo propone la ley corta. Esto transforma a los activos de transmisión en depósitos a plazo pero que requieren inversiones para materializarse. El estímulo a la sobreinversión lo refuerza la gobernanza propuesta por el proyecto porque quienes deciden la expansión del sistema –el consultor que hace el estudio y los cuatro integrantes del comité– no lo pagan. Por último, los consumidores, que pagarían la mitad del sistema, enfrentan, literalmente, costos enormes de organización. Actualmente el sistema lo pagan íntegramente los generadores, quienes por tanto tienen incentivos a construir sólo las líneas necesarias. El costo de que se organicen un par de generadores es mucho menor.

No hay espacio en esta nota para proponer un mecanismo de regulación alternativo, pero se pueden sugerir un par de modificaciones simples que corregirían algunos defectos importantes del proyecto:

- La tasa de descuento debe anclarse en libre de riesgo (presumiblemente la de un pagaré del Banco Central a 20 años) e incluir un premio que guarde relación con el riesgo impuesto por el mecanismo regulatorio. Es muy importante corregir este defecto porque la tasa de 10% no sólo im-

plica pagos más altos de los consumidores por los activos existentes, sino que es el principal estímulo a la sobreinversión. Si la tasa usada para calcular peajes fuera similar al costo de capital del transmisor, desaparece en gran medida el estímulo a sobreinvertir.

- Es un hecho que las decisiones de inversión en transmisión deben coordinarse, y no es evidente que un mecanismo de decisiones descentralizadas sea el más apropiado. Pero, en cualquier caso, la decisión de expandir el sistema deberían tomarla quienes lo pagan. Esto se puede lograr radicando el 100% del pago del sistema en los generadores, ligando los pagos a la localización e intensidad en el uso de transmisión de cada central. En todo caso, es conveniente excluir al regulador del comité que decide las expansiones. También es necesario evitar mecanismos de decisiones colectivas que les permitan bloquear las expansiones a los generadores que pierdan comercialmente con la entrada de una nueva línea.
- Es conveniente que los generadores paguen el 100% del sistema porque de esta forma el transmisor enfrentaría a agentes de similar tamaño; por contraste, los costos de organización de los consumidores son prohibitivos, y la teoría económica pone en duda que el regulador represente sus intereses adecuadamente.
- Independientemente si se opta o no por planificar centralmente, las nuevas líneas deberían licitarse por menor peaje cada vez que sea posible, sin excluir a los transmisores existentes de la licitación²⁹. El canon que resulte de la licitación se cobraría por

²⁹ Posiblemente puede resultar conveniente que el regulador fije peajes máximos de referencia para moderar las consecuencias de una eventual colusión.

todo el período proyectado de vida de las líneas (v.g. 30 años). Esta es una manera simple de sustituir la regulación directa.

- Es indispensable definir que una línea de inyección (v.g. la interconexión SIC-SING o, eventualmente, las centrales localizadas en Aysén) sean pagadas íntegramente por quienes inyectan. De lo contrario, se subsidiará (literalmente) la expansión del sistema con centrales ubicadas lejos de los centros de consumo.

Referencias bibliográficas

- Aghion, P. y J. Tirole, "Formal and Real Authority in Organizations", *Journal of Political Economy* 105, 1-29, 1997.
- Averch, H. y L. Johnson, "Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint", *American Economic Review* 52, 1053-69, 1962.
- Bulow, J. y P. Klemperer, "Auctions vs. Negotiations", *American Economic Review* 81, 180-94, 1996.
- Bustos, A. y A. Galetovic, "Regulación por empresa eficiente: ¿quién es realmente usted?", *Estudios Públicos* 86, 145-182, 2002.
- Galetovic, A. "Transmisión y la ley corta I: una nota sobre riesgo y la tasa de descuento", *Documento de Trabajo* N° 138, Centro de Economía Aplicada, Universidad de Chile, 2002a (disponible en www.dii.uchile.cl).
- Galetovic, A. "Transmisión y la ley corta II: gobernanza, procedimientos y método de regulación", manuscrito en preparación, Centro de Economía Aplicada, Universidad de Chile, 2002b.
- Galetovic, A. "Transmisión y la ley corta III: tarificación e inversión", manuscrito en preparación, Centro de Economía Aplicada, Universidad de Chile, 2002c.
- Galetovic, A. y R. Sanhueza, "Regulación de servicios públicos: ¿hacia dónde debemos ir?", *Estudios Públicos* 85, 101-137, 2002.