

Transmisión y la “ley corta” I: una nota sobre riesgo y la tasa de descuento*

Alexander Galetovic[†]

Noviembre 2002

Resumen

Esta nota estudia los determinantes de la tasa de descuento apropiada para fijar peajes de transmisión. Para ello se desarrolla un modelo simple que permite descomponerla en una suma de la tasa libre de riesgo y el premio por riesgo.

Los principios generales son dos: (a) la tasa de descuento debiera 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. (b) El premio debiera compensar al transmisor por el “riesgo de oportunismo regulatorio” y por la variabilidad no diversificable de las tarifas impuesta al transmisor por el método elegido para fijar tarifas.

La ley corta, sin embargo, le otorgaría al transmisor una tasa *fija* del 10%. Aproximando la tasa libre de riesgo por aquella pagada por un pagaré reajutable del Banco Central (PRC) a 20 años se utiliza el modelo para evaluar cuál es el riesgo implícito que justifica una tasa de exactamente 10%.

Finalmente, propongo un método para regular alternativo al propuesto en la ley que eliminaría gran parte del riesgo de ingresos futuros y haría innecesario calcular la tasa de descuento para tarificar las expansiones del sistema.

Palabras clave: premio por riesgo, tasa de descuento, volatilidad

Clasificación JEL: L52, L94

* Este trabajo fue financiado por Gener-AES S.A. Sin embargo, su contenido es de mi exclusiva responsabilidad y no compromete de manera alguna a Gener-AES S.A. Agradezco los comentarios de Renato Agurto, Ignacio Almarza, Felipe Cerón, Andrés Gómez-Lobo, José Tomás Morel, Cristián Muñoz, Juan Carlos Olmedo, Humberto Soto y Eduardo Walker.

[†] Centro de Economía Aplicada (CEA), Departamento de Ingeniería Industrial, Universidad de Chile. Av. República 701, Santiago. Tel: +56/2/678 4065; Fax: +56/2/689 7895; email: agalet@di.uchile.cl.

1. Introducción: riesgo y transmisión

Uno de los objetivos de la “ley corta” enviada recientemente al Congreso es disminuir el riesgo de invertir en transmisión de alto voltaje. Se argumenta que la metodología y procedimientos que se usan actualmente para fijar peajes no le dan al transmisor certeza razonable de recuperar sus inversiones, lo que las habría retrasado¹. Ahora bien, si la ley consiguiera este objetivo, ¿cuál sería la tasa adecuada para actualizar los flujos y calcular las anualidades que se le deben al transmisor? Esta nota estudia los determinantes de la tasa de descuento apropiada para fijar peajes de transmisión. Para ello se desarrolla un modelo simple que permite descomponerla en la suma de la tasa libre de riesgo y el premio por riesgo y, además, distinguir entre distintos tipos de riesgo.

Este ejercicio indica que la tasa debiera conformar con dos principios generales: primero, debería ser variable y variar *pari passu* con la tasa libre de riesgo; si la tasa libre de riesgo sube, debería 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 tarifas.

El proyecto de ley no conforma con estos principios, porque le otorga al transmisor una tasa fija de 10% real. En principio, esta tasa puede ser “muy alta” si la tasa libre de riesgo es baja (v.g. 5%), o “muy baja” si la tasa libre de riesgo es alta (v.g. 11%). Sin embargo, si se considera en Chile la tasa libre de riesgo es poco más de 5% (la tasa que pagó un pagaré reajutable del Banco Central (PRC) a 20 años en septiembre pasado fue 4,26%) esta tasa parece alta.

Para evitar confusiones, es conveniente partir por aclarar qué se entenderá por “riesgo” en este trabajo. Los economistas financieros dicen que un activo es riesgoso cuando su retorno es incierto. Por ejemplo, si dos activos A y B obtienen el mismo retorno esperado, pero el de A es más

¹Existen actualmente varios tramos del sistema de transmisión para los cuales no es claro quién debe pagarlos. Sin embargo, existen planes de expansión del sistema. Por ejemplo, Endesa y Transelec acordaron el 23 de octubre de 2000 la construcción de líneas adicionales. Según Transelec (2002c, p. 15): “At the time of our acquisition of Transelec in October 2000, we entered into an investment agreement with Endesa relating to our undertaking of several projects in order to increase transmission capacity in the SIC through 2005. The principal investments will include the increase in capacity of the network to accommodate the following projects: construction of the Ralco power plant by Endesa; construction of the Taltal power plant by Endesa; and Endesa’s supply contract with CGE. In addition, the construction of the Polpaico-Quillota transmission line is contemplated.”

Más aún, Transelec (2002c, p. 16) sostiene que: “We have already received an order from Endesa to proceed with the following four projects: (1) the replacement of the 220 kV Quillota-Polpaico transmission line, (2) the laying of a 220 kV transmission line between Paposo and Diego de Almagro related to the Taltal plant, (3) an increase in capacity of our network related to the Ralco power plant and (4) 220 kV Itahue-Ancoa transmission line project. We have begun engineering work for these projects and began construction of these assets in mid-2001. The project described in (3) is already complete and in commercial operation.”

Relacionadamente, en la página 23 Transelec declara que: “We intend to construct 640 kilometers of additional transmission lines and upgrade 380 kilometers of transmission lines by 2005 as part of our ongoing capital expenditures.”

variable que el de B , se dice que “el activo A es más riesgoso que el activo B ”. Un inversionista es “neutral al riesgo” si le da lo mismo invertir en A o B ; se dice que el inversionista le tiene aversión al riesgo si prefiere invertir en B , porque su retorno es menos variable. En general, si este riesgo no es sistemático es posible eliminarlo mediante diversificación. Si tanto el riesgo de A como el de B fueran completamente diversificables, aun inversionistas que le tienen aversión al riesgo estarían indiferentes entre A o B . Esta es la primera acepción de riesgo que se usará en este trabajo, a la que también llamaré “volatilidad”.

Pero el término “riesgo” suele usarse también para señalar que, a veces, los retornos no se materializan o son peores que lo esperado. Por ejemplo, los contratos de deuda suelen “garantizarle” al acreedor una determinada tasa de interés r . Sin embargo, el deudor puede quebrar y parte o todo el crédito resultar irrecuperable. Si la pérdida fuera total, el retorno esperado del crédito no es la tasa “garantizada” r , sino $r - q(1 + r)$, donde q es la probabilidad o “riesgo” de no pago². En este caso “más riesgo” es equivalente a un mayor q ; un aumento de q no sólo aumenta la variabilidad del retorno sino que también disminuye el retorno esperado. Este tipo de riesgo no se puede eliminar y sólo es posible dividirlo entre muchas personas (tal como lo hacen las compañías de seguro con los siniestros). Esta es la segunda acepción de riesgo que se usará en este trabajo, fundamentalmente para modelar el posible comportamiento oportunista del regulador, aunque también para considerar situaciones en que el transmisor recibe flujos que no pagan las inversiones.

¿Qué tan riesgosas son las inversiones en transmisión? 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 en términos bastante generales 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 fijar 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 corresponde³. Sin embargo, el resultado no ha sido del todo satisfactorio.

Primero, algunos acuerdos de peajes han tendido a ser por cinco años, el mínimo permitido por la ley pero mucho menos que la vida útil de una inversión en transmisión, la que se estiman en a lo menos 30 años⁴. Por eso, las inversiones podrían no remunerarse si luego de los cinco años

²El retorno esperado de un préstamo de \$1 que paga tasa r y que no se paga con probabilidad q es $(1+r)(1-q) - 1$ ó $r - (1+r)q$.

³Artículo 51°A-G del DFL N° 1 de 1982.

⁴Sin embargo, Transelec (2002c, p. 13) indica que: “We have toll agreements of an indefinite duration with the Endesa group that fix the toll amounts that we will charge with respect to each of its power stations until March 2002. These agreements also specify the basis upon which the parties will agree on the specific amounts of the tolls after March 2002. [...] These toll agreements authorize a general review of the factors comprising the price formula after January 2006, in the case of the basic toll agreements for our transmission lines, and after October 2012, in the

el generador deja de usarlas. Segundo, determinar la intensidad con que cada generador usa las líneas ha sido fuente de controversias. Nuevamente, podría resultar el caso que nadie use ciertas líneas y que éstas no reciban remuneración⁵. Tercero, los activos de transmisión deben valorarse al “valor nuevo de reemplazo”, VNR. La principal empresa de transmisión indica que el VNR es “[...] el costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos destinados a la [...] transmisión de electricidad”, y entiende por renovar “[...] la acción de reemplazar las obras, instalaciones y bienes físicos actualmente en servicio *por otros iguales*” (Transelec [2002b, p. 6]; la cursiva es mía). Sin embargo, el VNR podría interpretarse como el costo de reemplazar las instalaciones existentes por las tecnología más eficiente disponible actualmente, como es el caso en la fijación de tarifas de distribución, telefonía básica y agua potable. De hecho, el mismo transmisor indica que “[...] el Valor Nuevo de Reemplazo [...] podría sufrir rebajas a causa de adelantos tecnológicos importantes” (Transelec [2000, p.27]). Por todo esto, actualmente las empresas de transmisión asumen cierto riesgo de no recibir remuneración por algunas de las inversiones que han hecho^{6,7}.

La ley corta sustituye la negociación bilateral por un procedimiento formal de regulación. Si se aprueba, cada cuatro años el regulador determinará el costo de reemplazar las mismas líneas existentes del así llamado sistema troncal. El 50% del costo de cada tramo lo pagarán los generadores que usen cada tramo y el otro 50% los usuarios (distribuidores y clientes libres) y el transmisor tendrá garantizado el ingreso regulado de cada línea incluida en el sistema troncal. Dejando de lado el oportunismo regulatorio, estos cambios aseguran en gran medida que el transmisor recupere su inversión.

Una manera de evaluar qué tan apropiada es la tasa de 10% consiste en compararla con una estimación de la tasa de costo de capital de una empresa de transmisión. Sin embargo, lo más probable es que ocurran fuertes desacuerdos, muchos de ellos justificados, sobre la metodología apropiada para estimar esa tasa. Por eso, en este trabajo adopto un método distinto. En vez de calcular la tasa “correcta”, estimo qué nivel de riesgo y volatilidad son necesarios para justificar una tasa de descuento exactamente igual a 10%. Por ejemplo, si la tasa libre de riesgo fuera

case of the basic toll agreements relating to the lines that introduce electricity from power plants to the transmission system. The contract also contemplates adjustments to take into account changes that result from the enactment of a new electricity law. Most of the additional toll agreements have the same expiration dates as the supply agreements between the generators and their customers.” Es interesante notar que el 83% de los ingresos de Transelec provienen de contratos con Endesa y sus filiales (Transelec 2002c, p. 12).

⁵Según los generadores, se encuentran en disputa tramos que significan alrededor del 15% del valor total de los activos de Transelec.

⁶Es interesante notar, sin embargo, que Transelec (2000, p. 27; 2001, p. 37) sostiene que: “La empresa no se encuentra expuesta a riesgos significativos en el desarrollo de su actividad principal tanto por las características del mercado como por la normativa que regula al sector.” Lo anterior, sin perjuicio de que a juicio de Transelec existen factores de riesgos tecnológicos, normativos y de concentración de ingresos en un cliente mayoritario, el Grupo Endesa.

⁷Es interesante destacar que la ley actual que rige los contratos de transmisión permite asegurar el retorno de las inversiones futuras, al establecer que: “El interesado, en caso necesario, aumentará la capacidad de las instalaciones, a su costa, y según las normas e instrucciones del dueño de éstas, debiendo siempre indemnizar a éste, por sus costos de inversión [...]” (art. 51 del DFL1 de 1982). Esto permite que un usuario y el transmisor acuerden las expansiones y garanticen su retorno. Los citados acuerdos entre Endesa y Transelec son ejemplo de esto.

5%, ¿qué nivel de riesgo sería necesario para justificar una tasa de retorno de exactamente 10%? Similarmente, ¿qué probabilidad de oportunismo regulatorio justifica un premio de esa magnitud?

Para ser informativo un cálculo de este tipo debiera basarse en supuestos que sesguen los resultados en la dirección contraria a lo que finalmente se concluya. La conclusión de este trabajo es que la tasa de descuento de 10% es probablemente excesiva para los rangos en que se ha movido la tasa libre de riesgo (entre poco más de 4% y poco más de 8%). Por eso, los ejercicios son extremos porque suponen que la volatilidad de los retornos de una empresa de transmisión no se puede diversificar y que el oportunismo regulatorio es extremo al punto de expropiar la totalidad de los flujos al regulado.

Los principales resultados cuantitativos se pueden resumir de la siguiente manera (en el resumen que sigue supongo en todos los casos que la tasa libre de riesgo es 5%). Primero, 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%⁸. 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 verdadera 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 el oportunismo regulatorio, para justificarlo se requeriría el equivalente a una probabilidad de 0,37 (37%) de que durante los próximos 10 años se le expropien los activos al transmisor y que a partir de ese momento no reciba flujo alguno por sus inversiones⁹.

¿Es plausible que en la práctica los inversionistas enfrenten riesgos de esa magnitud? Si se examinan los de una empresa de transmisión regulada con la ley corta, pareciera que éstos se limitan a la variabilidad de los precios de los insumos para construir líneas; valor variable porque los peajes se fijan cada cuatro años. Pero la volatilidad del costo de construcción no parece ser del orden de magnitud necesario para justificar una tasa de exactamente 10%. Más aún, gran parte de esta volatilidad seguramente es diversificable. Así, éstas sólo podrían explicarse por el posible oportunismo regulatorio (que, en caso extremo, llega a una expropiación); o bien porque se anticipa que los cálculos del regulador, por algún motivo, están sujetos a grandes errores aleatorios que los harían muy volátiles e impredecibles (aunque éstos también debieran ser diversificables). Por eso, si se confía que la autoridad no es oportunista, no parecen haber motivos para justificar una tasa de 10% dados los niveles actuales de la tasa de interés. Puesto de otra forma, pareciera que, habida consideración de la regla regulatoria impuesta por la ley corta, el *beta* de las inversiones en transmisión es cercano a cero.

⁸Este coeficiente supone que el coeficiente de aversión relativa al riesgo del inversionista es 3. En el texto se provee un análisis de sensibilidad.

⁹Este cálculo supone que los inversionistas son neutrales al riesgo.

Antes de seguir es conveniente una precisión. En el trabajo no analizaré si es deseable o no garantizarle al transmisor la remuneración de cada línea que construya. Si bien esto no es deseable necesariamente, —de hecho, este no es el principio que se aplica para regular empresas de servicio público en Chile, a saber que sólo se remuneran las instalaciones necesarias para satisfacer eficientemente a la demanda— el tema se discute en otro artículo en esta serie (Galetovic 2002a).

El resto del trabajo se organiza como sigue. En la sección 2 resumo la ley corta y la distribución de riesgos que ésta implica. En la sección 3 se presenta un modelo simple del que se deducen los dos principios básicos. En la sección 4 se presentan algunos cálculos que estiman qué volatilidad y riesgo de oportunismo regulatorio son necesarios para justificar una tasa de retorno de exactamente 10%. La sección 5 concluye.

2. Remuneración de la transmisión y riesgos en la ley corta

El proyecto divide el sistema de transmisión en tres subsistemas, troncal, de subtransmisión y adicional. El troncal lo componen aquellas líneas y subestaciones económicamente eficientes y necesarias para el funcionamiento competitivo del mercado eléctrico (art. 71^o-2); los sistemas de subtransmisión son las instalaciones necesarias para entregarle energía a distribuidores y clientes libres; y los sistemas adicionales son las restantes instalaciones. La discusión que sigue trata del sistema troncal.

Cada cuatro años y 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^o-2). Para valorar el sistema troncal se contrata un estudio en una licitación internacional (arts. 71^o-5 y -71^o-6). Este estudio lo supervisará un comité que integran un representante del Ministerio de Economía, otro de la CNE y dos de empresas propietarias del sistema troncal (art. 71^o-15, modificado por las indicaciones enviadas el 9 de septiembre de 2002 al Congreso). Sin embargo, finalmente la CNE determinará los peajes, considerando el estudio y las observaciones, pero guardándose el derecho a modificar sus conclusiones (art. 71^o-20). Luego la CNE informará al Ministerio de Economía quien finalmente fijará los peajes (art. 71^o-20). En otras palabras 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 sin obligación de fundamentarlas.

Como es tradición en las leyes regulatorias chilenas, se dice cómo deben valorarse las instalaciones necesarias para prestar el servicio. Para cada tramo se determinan (a) la anualidad del valor de la inversión (o VI); y (b) los costos anuales de operación, mantenimiento y administración, el así llamado COMA (art. 71^o-9). Sin embargo, contrario a la costumbre en las leyes regulatorias chilenas que regulan las tarifas de agua potable, telefonía fija o distribución eléctrica, no se trata aquí de diseñar una empresa eficiente para atender la demanda efectiva y valorarla a lo que cuesta

construirla, sino de estimar cuánto costaría volver a construir las mismas instalaciones existentes¹⁰. En efecto, de acuerdo con el art. 71^o-10:

“El V.I. de una instalación de transmisión [...] se determinará en función de sus características físicas y técnicas, valoradas a los precios de mercado vigente. Sin perjuicio de lo anterior, respecto de los derechos relacionados con el uso del suelo, los gastos y las indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas, para efectos de incluirlos en el V.I. respectivo se considerará el valor efectivamente pagado [...]”.

Este artículo elimina gran parte del riesgo a los dueños de activos de transmisión. En efecto, si los activos *existentes* se valoran a costo de reposición, se evita que el transmisor asuma la pérdida de capital que ocurre si el progreso técnico las deja obsoletas. De esta forma, el único riesgo que queda es el que proviene de la volatilidad de los precios de mercado de los materiales y equipos de las instalaciones existentes y a los posibles errores que se podrían cometer al fijar tarifas. Similarmente, mientras el Ministerio de Economía decida mantener las instalaciones en el sistema troncal, el transmisor tampoco pierde si la configuración del sistema es inapropiada, ya sea por cambios en la demanda o la localización de centrales. Por último, se incluye en la remuneración el precio efectivamente pagado por las servidumbres.

Es interesante contrastar a la ley corta con la regulación por empresa eficiente, el método con que se regulan empresas de servicio público en Chile¹¹. Ésta se basa en el principio de “emular a la competencia”. Por eso, le traspaşa la mayoría de los riesgos al dueño de los activos—tal como ocurre en un mercado competitivo—. Así, por ejemplo, la empresa se dimensiona para satisfacer a mínimo costo la demanda proyectada durante el período tarifario, y sólo se remuneran los activos que serían necesarios para hacerlo, independientemente de las inversiones preexistentes. Si la demanda cambia y algunos activos ya no son necesarios para proveer el servicio, la pérdida de capital debe ser asumida por el dueño de los activos. Por el contrario, la ley corta indica que mientras las instalaciones se mantengan en el sistema troncal su remuneración está garantizada, aunque el diseño del sistema troncal deje de ser eficiente. Similarmente, la regulación por empresa eficiente le traslada al dueño de los activos el riesgo que el progreso tecnológico disminuya el costo de reemplazar los activos existentes o los deje obsoletos. Como se dijo, la ley corta valora el costo de reconstruir los activos existentes.

Dicho esto, la probabilidad que el transmisor recupere completamente su inversión no es uno. Primero, cada cuatro años el Ministerio de Economía puede cambiar su opinión acerca de qué es

¹⁰Se podría argumentar que el concepto de empresa eficiente es inapropiado para regular la transmisión porque, contrario a la distribución eléctrica, las telecomunicaciones o el agua potable, las inversiones no son modulares; esto haría difícil adaptarlas a la demanda. En mi opinión esto no sería un obstáculo para regular por empresa eficiente, porque la adaptabilidad a la demanda no es central. De hecho, en telecomunicaciones las inversiones indivisibles se prorratan de acuerdo a la demanda efectiva.

¹¹Para más detalles sobre la regulación por empresa eficiente, véase a Bustos y Galetovic (2002).

troncal o qué no. Si un tramo sale del troncal formará parte del sistema adicional y su remuneración quedará sujeta a negociaciones privadas. Sin embargo, en el artículo 71^o-41 se indica que el peaje de esos tramos “...se deberá calcular en base a un valor de transmisión anual equivalente al valor presente de las inversiones”, lo que sugiere que el riesgo se limita fundamentalmente a que el tramo quede sin uso en el transcurso de su vida útil.

Adicionalmente, existen otros riesgos (en el sentido de “pérdida”) que han sido notados por el transmisor (Transec [2000, p. 27]). En primer lugar, el riesgo *normativo o regulatorio*. Por ejemplo, las reglas del juego pueden cambiar. A esto cabe agregar que siempre existe la posibilidad de que el estado expropié a los dueños de activos ya sea quitándoselos sin indemnización o fijándoles tarifas ridículamente bajas (aunque la probabilidad que ocurra seguramente es bastante baja)¹².

En segundo lugar, existe el riesgo de que los activos sean dañados o destruidos por desastres naturales. Sin embargo, casi todos estos riesgos se pueden asegurar, y por eso basta que el costo de los seguros sea un ítem incluido en la tarifa¹³.

En tercer lugar, la estructura industrial de la generación en Chile implica que, sea quien sea el dueño de la transmisión, una parte importante de los ingresos provendrán de Endesa y sus filiales. Sin embargo, como lo destaca Transec (2002a, p. 36), este riesgo disminuye con la ley corta porque la mitad de los ingresos se le cobrará a los consumidores.

En conclusión, la ley corta disminuye los riesgos que enfrentan los dueños de activos de transmisión. El riesgo residual consiste básicamente en la volatilidad del precio de mercado de los materiales y equipos de transmisión; la posibilidad de que un tramo dado salga del troncal y, una vez que esto ocurra, que nadie lo use; y el riesgo que cambien las reglas del juego, particularmente la posibilidad de que el regulador se comporte de manera oportunista y fije tarifas por debajo de las necesarias para que los activos invertidos renten su costo de oportunidad.

Aunque los riesgos de la transmisión no parecen muy grandes (de hecho, aún antes de la ley corta la propia Transec sostenía que “... Transec no se encuentra sometida a riesgos significativos debido tanto a las características del mercado eléctrico como por la normativa que regula a este sector.”), se puede discutir largamente acerca de qué tan grandes son; seguramente, observadores similarmente calificados tendrán apreciaciones diversas. Por esta razón, en este trabajo haré un ejercicio distinto. En vez de calcular la tasa que debiera usarse para actualizar los flujos, calcularé cuál es la magnitud de los riesgos necesarios para justificar una tasa de exactamente 10%.

¹²Es interesante notar que en opinión del mercado este no parece ser un riesgo muy significativo. Por ejemplo, al 31 de diciembre de 2001 la clasificación de riesgo de los bonos de Transec emitidos en Chile era de AA+ (Feller-Rate Clasificadora de Riesgo Ltda.) y AA (Fitch Chile). La clasificación de los bonos vendidos en el extranjero era de Baa1 (Standard&Poor's) y A- (Fitch Ibcá y Duff&Phelps). Similarmente, los bonos que Transec colocó en el mercado nacional en abril de 2001 se transan a alrededor de 160 puntos base por sobre la tasa que paga un pagaré del Banco Central a 20 años. Es importante notar que estas clasificaciones fueron hechas cuando era conocimiento común que se pretendía cambiar la ley que regula a la transmisión.

¹³Por ejemplo, Transec (2002c, p.17) sostiene que: “We maintain insurance for losses resulting from damage to our assets, fire or earthquake, business interruption, machinery breakdown, civil liability and or losses to equipment during transportation”.

3. Un modelo simple

En esta sección presento un modelo basado en Bustos y Galetovic (2002) y Engel et al. (2001) que permite descomponer la tasa de descuento “apropiada” en la suma de la tasa libre de riesgo y el premio por riesgo. Comienzo analizando qué tarifas debieran fijarse si no existiera riesgo alguno. Luego se estudia qué riesgos justifican una tasa de exactamente 10% cuando el dueño de los activos de transmisión enfrenta volatilidad y riesgo de oportunismo regulatorio. Es importante reiterar que los ejercicios suponen que los accionistas no pueden diversificar riesgo alguno. En otras palabras, los cálculos o bien estiman la magnitud de los riesgos no diversificables necesarios para justificar una tasa de exactamente 10%, o suponen que los accionistas tienen que asumir todo el riesgo de la empresa sin poder diversificar. En el apéndice se trata el caso en que los accionistas de la empresa de transmisión pueden diversificar el riesgo no sistemático.

3.1. Tasa de retorno si no hay riesgo

El proyecto de ley (art.71^o-10) indica que:

“La anualidad del V.I. del Tramo se calculará considerando la vida útil económica de cada tipo de instalación que lo componga, según se indique en el reglamento y considerando la tasa de descuento [de 10%].”

Supóngase que el costo de reposición del activo (v.g. una línea, subestación, terreno o edificio) es VI , el costo de operación, mantención y administración es c y que la vida útil del activo es T años al cabo de los cuales pierde toda utilidad (vale decir, es incapaz de prestar el servicio y su valor residual es cero). Si no existiera riesgo alguno y la tasa de descuento fijada por la regulación fuera r , la anualidad tal que la inversión renta exactamente r , llamémosla p , se obtiene de la igualdad

$$(p - c) \int_0^T e^{-rt} dt = VI. \quad (3.1)$$

Vale decir, la anualidad debe generar un flujo tal que el valor presente neto de la inversión descontado a la tasa r sea igual a cero. De la ecuación (3.1) se puede despejar la anualidad:

$$p = c + \frac{VI}{R(r)}, \quad (3.2)$$

con $R(r) \equiv \int_0^T e^{-rt} dt$. La expresión (3.2) indica que la anualidad que garantiza una tasa de retorno r es la suma de, por un lado, el costo de operación, mantención y administración, y la prorrata de los costos de inversión, habida consideración de la vida útil física del activo.

Es evidente que, de no existir riesgo alguno, r debiera ser la tasa libre de riesgo r_ℓ —en el caso de Chile probablemente la tasa de un pagaré del Banco Central a 20 años—¹⁴. La razón es que la regulación debiera darle a la empresa un retorno normal sobre sus activos, no más. Como se aprecia en la expresión (3.2), si la tasa de retorno aceptada por la regulación es mayor que la libre de riesgo, el peaje que pagarán los usuarios de la transmisión será mayor aun si c y VI son medidos correctamente. El mismo principio —la regulación debe otorgarle al regulado una rentabilidad normal— debe aplicarse cuando existe riesgo, pero la tasa debe aumentarse por el riesgo que enfrentan los activos.

3.2. Tasa de retorno con riesgo

Se requiere un poco más de álgebra para obtener la anualidad si los flujos de ingresos son volátiles; o bien si existe riesgo de oportunismo regulatorio. Por ejemplo, lo primero podría ocurrir con la ley corta si los precios de los materiales y equipos necesarios para reponer las instalaciones existentes cambian entre fijaciones tarifarias.

El análisis estándar de volatilidad Si los flujos de ingreso son volátiles y los inversionistas le tienen aversión al riesgo, exigirán un premio por invertir en transmisión. La diferencia entre la tasa garantizada por la regulación y la tasa libre de riesgo puede interpretarse como el premio por riesgo necesario para garantizar el interés por invertir en transmisión. ¿Cómo se determina el premio por riesgo?

Para analizar este caso se supondrá que los inversionistas tienen una función de utilidad esperada cóncava dos veces diferenciable u , es decir, le tienen aversión al riesgo. Si invierten en transmisión su utilidad esperada es

$$\sum_i \pi_i u [(p_i - c)R(r_\ell) - VI_0], \quad (3.3)$$

donde p_i es ahora aleatorio (no así c) y VI_0 es el costo que pagaron los inversionistas para construir el sistema de transmisión¹⁵. Si al transmisor se le garantiza una rentabilidad normal, la regla para fijar tarifas debe ser tal que

$$\sum_i \pi_i u [(p_i - c)R(r_\ell) - VI_0] = u(0); \quad (3.4)$$

¹⁴Parte del retorno podría requerirse para compensar el costo del monitoreo en que incurren los inversionistas, en cuyo caso se justificaría un retorno algo por encima de la tasa libre de riesgo.

¹⁵El modelo supone que la riqueza inicial de los inversionistas es fija y determinística. Una extensión permite modelar la riqueza inicial estocástica. Si la riqueza inicial no está correlacionada con los flujos del activo de transmisión la aproximación que se deriva a continuación es la misma. Si estuviera correlacionada, a la aproximación se le agrega un término de covarianza.

es decir, suponemos que si no se invierte en transmisión, la riqueza de inversionista sería cierta. El premio por riesgo se define como $E[(p_i - c)R(r_\ell) - VI_0] \equiv \zeta - VI_0$. La siguiente proposición expresa este premio por riesgo en función de los parámetros del modelo.

Proposición 3.1 (Engel et al. 2001). *El premio por riesgo es aproximadamente igual a*

$$\left(\frac{CV_{VI}\sqrt{A/2}}{1 - CV_{VI}\sqrt{A/2}} \right) VI_0 \quad (3.5)$$

donde $CV_{VI} \equiv \frac{\sigma_{VI}}{VI_0}$ es el coeficiente de variación de la variable aleatoria VI_i y $A \equiv -(\zeta - VI_0) \frac{u'(\zeta - VI_0)}{u''(\zeta - VI_0)}$ es el coeficiente de aversión relativa al riesgo evaluado en $\zeta - VI_0$.

Demostración Tomando una expansión de Taylor alrededor de $\zeta - VI_0$ de primer orden del lado derecho de (3.4) y de segundo orden del lado izquierdo, se tiene que

$$\sum_i \pi_i \left\{ \bar{u} + [(p_i - c)R(r_\ell) - \zeta] \bar{u}' + \frac{1}{2} [(p_i - c)R(r_\ell) - \zeta]^2 \bar{u}'' \right\} \cong \bar{u} - (\zeta - VI_0) \bar{u}',$$

con $\bar{u} \equiv u(\zeta - VI_0)$. Se sigue que $-\frac{\bar{u}''}{\bar{u}'} \frac{1}{2} \sigma_{p-c}^2 R(r_\ell)^2 \cong \zeta - VI_0$, donde σ_{p-c}^2 es la varianza de $p_i - c$. Por lo tanto, si ambos lados se multiplican por $\zeta - VI_0$, se obtiene que

$$\frac{A}{2} \sigma_{p-c}^2 R(r_\ell)^2 \cong (\zeta - VI_0)^2, \quad (3.6)$$

de lo que se sigue que

$$R(r_\ell) \cong \frac{VI_0}{(\bar{p} - c) \left(1 - CV_{p-c} \sqrt{A/2} \right)}.$$

Sustituyendo en (3.6) se obtiene que

$$\zeta - VI_0 \cong \left(\frac{CV_{p-c} \sqrt{A/2}}{1 - CV_{p-c} \sqrt{A/2}} \right) VI_0,$$

donde $CV_{p-c} \equiv \frac{\sigma_{p-c}}{\bar{p} - c}$. La expresión (3.5) se sigue notando que, la regla de fijación de tarifas propuesta en la ley corta es tal que

$$p_i = c + \frac{VI_i}{R(\ln 1, 1)}. \quad (3.7)$$

(En vista que el modelo supone tiempo continuo, es necesario transformar la tasa de 10% en su equivalente compuesto anual, $\ln 1.1$.) Se sigue que $CV_{p-c} = CV_{VI}$, lo que completa la demostración. ■

¿Cuál es el riesgo que justifica una tasa de retorno de 10%, cuando la tasa libre de riesgo es r_ℓ ? La expresión (3.5) permite evaluar el riesgo implícito supuesto por una tasa de retorno

dada fijada en la regulación. Para hacer este cálculo es necesario notar que la regla de fijación de tarifas propuesta en la ley (la expresión [3.7]) implica que $\bar{p} \equiv Ep_i = c + \frac{EVI_i}{R(\ln 1, 1)}$. Sustituyendo esta expresión en la definición de premio por riesgo, se tiene que

$$\frac{EVI_i}{R(\ln 1, 1)}R(r_\ell) - VI_0 = \left(\frac{CV_{VI}\sqrt{A/2}}{1 - CV_{VI}\sqrt{A/2}} \right) VI_0.$$

Como $EVI_i = VI_0$, la expresión se reduce a

$$\frac{R(r_\ell)}{R(\ln 1, 1)} - 1 = \frac{CV_{VI}\sqrt{A/2}}{1 - CV_{VI}\sqrt{A/2}}. \quad (3.8)$$

Ahora bien, en Chile la tasa libre de riesgo se puede aproximar por la tasa pagada por un pagaré del Banco Central a 20 años. Así, dado un coeficiente de aversión al riesgo A , se puede obtener el CV_{VI} que justifica la diferencia $\ln 1, 1 - r_\ell$. El orden de magnitud de CV_{VI} se puede contrastar luego con el que razonablemente se puede justificar vista la regla que se ocupa para fijar las tarifas. En la siguiente sección utilizaremos la expresión (3.8) para cuantificar el riesgo implícito que implica una tasa de retorno de 10% real, bajo coeficientes de aversión relativa entre uno y cinco.

Nótese que las expresiones deducidas para el premio ignoran que parte de los riesgos soportados por un inversionista en transmisión son diversificables. ¿Es correcto hacerlo? Como es sabido, los riesgos diversificables no deberían reflejarse en el premio. En vista que el punto de un ejercicio de este tipo es formarse una idea del orden de magnitud del riesgo no diversificable que justificaría una tasa de exactamente 10% la diversificación puede ignorarse.

Modelando el riesgo de oportunismo regulatorio Como se dijo en la introducción, el término “riesgo” también se usa para describir situaciones en que los flujos son menores que los esperados, sobre todo porque en industrias reguladas siempre existe la posibilidad de que se cambien las reglas del juego¹⁶.

Este tipo de riesgo se puede analizar extendiendo el modelo. Para ello, adóptese el supuesto extremo que a partir del año $t_0 < s < t_0 + T$ existe la posibilidad de que el activo instalado en el año t_0 no reciba ni un peso más de flujos, y que la función de densidad de ese evento en el año t es $f(s - t)$. Así, $F(s - t) = \int_t^s f(u - t)du$ es la probabilidad en t que el activo no genere flujos a partir de a lo más $s - t$ años. Nótese que la probabilidad de que el activo deje de generar flujos en los próximos cuatro años es independiente de t —sólo depende de la diferencia $s - t$ —¹⁷.

Es útil computar el valor presente *esperado* del flujo generado por un activo nuevo cuando la

¹⁶También suele ocurrir que los activos pueden quedar obsoletos por el progreso tecnológico, pero ese riesgo no es muy importante cuando se trata de activos de transmisión.

¹⁷Al suponer que el activo no genera ni un peso más de flujos a partir de un momento dado se estudia un caso extremo. Sin embargo, este supuesto sesga los resultados en la dirección “correcta”, en el sentido que justifica una tasa de descuento mayor y hace más difícil fundamentar mi afirmación que la tasa de 10% real en la ley es excesiva.

tasa de retorno es r y la anualidad es p . Por definición éste es

$$(p - c) \left\{ \int_0^T f(t) \int_0^t e^{-rs} ds dt + [1 - F(T)] \int_0^T e^{-rt} dt \right\}.$$

Nótese que $f(t)$ es la ‘probabilidad’ de que el activo deje de generar flujos a partir de t . En ese caso el valor presente de los flujos que entregaría el activo serían $\int_0^t (p - c)e^{-rs} ds$. Por otro lado, $1 - F(T)$ es la probabilidad de que el activo genere flujos hasta completar su vida física. En ese caso, los flujos serían iguales a $\int_0^T (p - c)e^{-rt} dt$, tal como cuando no hay riesgo.

Para comenzar, supongamos que los inversionistas son neutrales al riesgo. Consideremos ahora el problema de fijar tarifas, y supongamos que el regulador usa la tasa libre de riesgo r_ℓ para descontar los flujos. Para que el activo cubra a la inversión en valor esperado se debe cumplir que

$$(p - c) \left\{ \int_0^T f(t) \int_0^t e^{-r_\ell s} ds dt + [1 - F(T)] \int_0^T e^{-r_\ell t} dt \right\} = VI.$$

Notando que $\int_0^T f(t) \int_0^t e^{-r_\ell s} ds dt = \int_0^T e^{-r_\ell t} \int_t^T f(s) ds dt$, y luego de un poco de álgebra, esta condición se puede volver a escribir como

$$(p - c) \int_0^T [1 - F(t)] e^{-r_\ell t} dt = VI. \quad (3.9)$$

La condición (3.9) es muy parecida a (3.1), con la diferencia del término $F(t)$. Este término tiene consecuencias similares a una tasa de descuento mayor y crece con t porque es más probable que el activo deje de generar flujos durante los próximos cinco años que durante los próximos tres.

Ahora bien, para que el transmisor recupere su inversión y ésta rente r_ℓ en valor esperado, la anualidad debe ser

$$p = c + \frac{VI_0}{\int_0^T [1 - F(t)] e^{-r_\ell t} dt}.$$

En otras palabras, para los mismos c , r_ℓ y VI esta anualidad debe ser mayor que (3.2) porque la empresa debe recibir más en años que el activo genere flujos para compensar los años en que los flujos caen a cero.

Nótese que el término $1 - F(t)$ tiene la misma consecuencia de una mayor tasa de descuento. Existe una función de distribución particular tal que la anualidad apropiada puede obtenerse exactamente aumentando la tasa de descuento en un factor constante. En efecto, cuando el activo deja de generar flujos de acuerdo con un proceso exponencial con función de densidad $f(t) = \lambda e^{-\lambda t}$, $1 - F(t) = e^{-\lambda t}$ y (3.9) se puede volver a escribir como $(p - c) \int_0^T e^{-(r_\ell + \lambda)t} dt = VI$, de donde se sigue que

$$p = c + \frac{VI}{\int_0^T e^{-(r_\ell + \lambda)t} dt} \equiv c + \frac{VI}{R(r_\ell + \lambda)}, \quad (3.10)$$

donde $r_\ell + \lambda$ es una tasa “bruta”. Vale decir, si la regulación quiere otorgarle una rentabilidad esperada r_ℓ al dueño del activo, la tasa de descuento bruta que se debe usar para obtener la anualidad debe ser $r_\ell + \lambda$.

Es importante notar que λ no es un premio por riesgo en el sentido de la proposición 3.1¹⁸. En efecto, si la anualidad se fija de acuerdo a la expresión (3.10), el retorno esperado del inversionista es exactamente r_ℓ . Por lo tanto, la mayor tarifa no compensa la variabilidad del retorno, sino solamente el hecho que con cierta probabilidad el activo no generará flujos.

Cuando se fijan tarifas en Chile las fórmulas que se ocupan no modelan explícitamente el riesgo que, en el modelo, resume la función F , y en esto la ley corta no es la excepción. Por lo tanto, la interpretación que se le debiera dar a la tasa de retorno garantizada por la ley es que se trata de una tasa bruta. Entonces, ¿qué tasa bruta debería fijar la regulación? Como ya se dijo, el objetivo es otorgarle a la empresa tarifas tales que su rentabilidad esperada *neta* sea normal. Si los inversionistas fueran neutrales al riesgo, la diferencia entre la tasa bruta y la tasa neta debiera compensar por la probabilidad que el transmisor no siga cobrando su anualidad. Suponiendo que el evento que termina los flujos sigue una distribución exponencial es posible obtener una aproximación de λ implícita en la tasa bruta que aparece en la ley corta, 10%.

En efecto, si la tasa bruta en la ley regulatoria es 10%, y la tasa libre de riesgo es r_ℓ , entonces $\lambda = \ln 1,1 - r_\ell$. De esto se sigue que

$$F(t) \equiv 1 - e^{-\lambda t} = 1 - e^{-(\ln 1,1 - r_\ell)t} \quad (3.11)$$

es la probabilidad implícita de que un activo instalado hoy deje de producir flujos en a lo más t años.

Los dos riesgos combinados La expresión (3.11) probablemente exagera la probabilidad de oportunismo regulatorio que supone la diferencia de tasas $\ln 1,1 - r_\ell$. La razón es que parte de la diferencia debe remunerar la aversión al riesgo de los inversionistas. En la práctica, el riesgo que los activos dejen de producir flujos se combina con la volatilidad y la diferencia de tasas debe remunerar ambos. Por eso, es conveniente extender al modelo un poco más para analizar ambos tipos de riesgo conjuntamente.

La utilidad esperada del inversionista es ahora

$$\sum_i \pi_i \left\{ \int_0^T \lambda e^{-\lambda t} u \left[(p_i - c) \int_0^t e^{-r_\ell s} ds - VI_0 \right] dt + e^{-\lambda T} u \left[(p_i - c) R(r_\ell) - VI_0 \right] \right\}. \quad (3.12)$$

El riesgo de que los flujos se acaben a partir de algún momento afecta también la volatilidad; esta

¹⁸En la teoría de las decisiones bajo incertidumbre se le llama premio por riesgo del activo A al sacrificio de retorno esperado que un inversionista aceptaría si se lo cambiaran por un activo B cuyo retorno fuera cierto. Véase, por ejemplo, a Varian (1992, p. 181).

fuente adicional de volatilidad se refleja en que para cada p_i ahora es posible que en algún momento los flujos se acaben. A esto se le suma el que p_i es aleatorio.

Si bien la expresión (3.12) es algo más complicada que (3.3), conceptualmente es análoga. Se sigue que si al transmisor se le asegura una rentabilidad normal, debe cumplirse que

$$\sum_i \pi_i \left\{ \int_0^T \lambda e^{-\lambda t} u \left[(p_i - c) \int_0^t e^{-r_\ell s} ds - VI_0 \right] dt + e^{-\lambda T} u \left[(p_i - c) R(r_\ell) - VI_0 \right] \right\} = u(0).$$

El premio por riesgo ahora se define como $E[(p_i - c)R(r_\ell, t) - VI_0] \equiv \zeta - VI_0$, expresión muy similar a la que vimos anteriormente; pero esta vez el premio considera que el tiempo t durante el cual el activo produce flujos es aleatorio. Una proposición análoga a 3.1 nos permite obtener nuevamente el premio por riesgo. En este caso hay dos variables aleatorias, $(p_i - c)$ y $R(r_\ell, t)$ y es razonable suponer que son independientes (no parecen haber razones a priori para pensar que la volatilidad de p_i , que es afectada fundamentalmente por el precio de los insumos necesarios para construir líneas de transmisión, tiene algo que ver con eventos tales como una expropiación que impedirían que la empresa continuara recibiendo flujos).

Proposición 3.2. *Si $(p_i - c)$ y $R(r_\ell, t)$ son variables aleatorias independientes, el premio por riesgo es aproximadamente igual a*

$$\left(\frac{CV\sqrt{A/2}}{1 - CV\sqrt{A/2}} \right) VI_0 \quad (3.13)$$

donde

$$CV \equiv \sqrt{CV_{VI}^2 + CV_R^2 + CV_{VI} \cdot CV_R^2} \quad (3.14)$$

es el coeficiente de variación de la variable aleatoria $VI \cdot \frac{R(r_\ell, t)}{R(\ln 1.1)}$, CV_{VI} el de $p_i - c$, CV_R el de $R(r_\ell, t)$ y $A \equiv -(\zeta - VI_0) \frac{u'(\zeta - VI_0)}{u''(\zeta - VI_0)}$ es el coeficiente de aversión relativa al riesgo evaluado en $\zeta - VI_0$.

Demostración: análoga a la de la proposición 3.1, notando que el coeficiente de variación del producto de dos variables aleatorias X e Y independientes es $CV_X^2 + CV_Y^2 + CV_X \cdot CV_Y^2$. ■

En vista que $(p_i - c)$ y $R(r_\ell, t)$ son variables aleatorias independientes, se sigue que la esperanza del producto es igual al producto de las esperanzas, vale decir $(\bar{p} - c)ER(r_\ell, t)$. Si el activo deja de generar flujos de acuerdo con un proceso exponencial con función de densidad $f(t) = \lambda e^{-\lambda t}$, entonces $ER(r_\ell, t) = R(r_\ell + \lambda)$. Así, siguiendo un razonamiento análogo al que llevó a la expresión (3.8), se obtiene que

$$\frac{R(r_\ell + \lambda)}{R(\ln 1.1)} - 1 = \frac{CV\sqrt{A/2}}{1 - CV\sqrt{A/2}}, \quad (3.15)$$

donde CV se define como en (3.14). Si los inversionistas fueran neutrales al riesgo, entonces $A = 0$. En ese caso, la única justificación para diferencia entre la tasa de 10% garantizada por la regulación

y la tasa libre de riesgo r_ℓ es que exista la posibilidad de que los activos dejen de producir flujos. Si los inversionistas le tienen aversión al riesgo, entonces parte de la diferencia remunera la volatilidad debida tanto a $(p_i - c)$ como $R(r_\ell, t)$.

4. Algunos cálculos

En esta sección utilizo las expresiones (3.8), (3.11) y (3.15) para evaluar qué implica fijar una tasa de retorno de 10% a los activos invertidos en transmisión. El propósito de estos ejercicios es formarse una idea de cuál es el *orden de magnitud* de los riesgos que justifican una tasa de retorno de exactamente 10%. Estos órdenes de magnitud se pueden contrastar luego con los riesgos que razonablemente enfrentan las inversiones de transmisión y así es posible evaluar qué tan razonable es la tasa de retorno que otorga la regulación.

Se procederá en la siguiente secuencia. El primer ejercicio supone que todo el riesgo impuesto al transmisor proviene de la incertidumbre porque le fijan tarifas cada cuatro años. Como se dijo, parte de este riesgo se debe a que el valor de parte de los insumos que se necesitan para construir líneas es volátil (v.g. el aluminio) y porque el regulador se puede equivocar —puede fijar tarifas muy altas pero también muy bajas—¹⁹. Pero en cualquier caso el ejercicio supone que en promedio el regulador fija la tarifa adecuada. Siendo así, la pregunta es ¿qué volatilidad justifica un premio por riesgo tal que la tasa sea exactamente 10%?

El segundo ejercicio considera únicamente el riesgo de oportunismo regulatorio. Aquí abandono el supuesto que el regulador lo hace bien en promedio y supongo que a partir de un momento dado algo ocurre tal que el transmisor pierde completamente su inversión y los activos invertidos son incapaces de generarle flujo alguno. La pregunta es ahora ¿qué probabilidad de oportunismo regulatorio que justifica una tasa de exactamente 10%?

Finalmente, el tercer ejercicio combina ambos riesgos. Para una probabilidad de oportunismo regulatorio dada —0,05 y 0,10 a 10 años— calculo la volatilidad que justifica una tasa de exactamente 10%.

El cuadro 1 muestra la tasa pagada por un pagaré reajutable del Banco Central a 20 años entre febrero de 1993 y septiembre de 2002. La tasa máxima se registró en septiembre de 1998 (8,26%), mientras que la mínima se registró en septiembre de este año (4,26%). Entre 1993 y 2002 la tasa promedio anual es casi 6,2%, pero en los últimos dos ha caído bastante y en septiembre de 2002 estuvo un poco por encima de 4%. Por lo tanto, parece apropiado decir que la tasa libre de riesgo en la economía chilena se movió entre 4 y 8% en los últimos nueve años. Esto justifica considerar valores de la tasa libre de riesgo entre 4 y 8% en los cálculos que presento a continuación.

¹⁹Es interesante notar que, de acuerdo con el proyecto enviado al Congreso el valor del sistema de transmisión sería determinado en un sólo estudio encargado a un consultor internacional pero finalmente el regulador se reservaría el derecho a fijar las tarifas. Este procedimiento probablemente aumenta la volatilidad. Véase Galetovic (2002a) para más detalles del procedimiento de fijación de tarifas.

Para hacer cálculos de esta naturaleza también se necesita parametrizar la aversión al riesgo de quienes invierten en transmisión. En vista que este parámetro no se conoce con precisión, se consideran coeficientes de aversión relativa al riesgo A entre 1 y 5, valores que típicamente se consideran plausibles en la literatura macroeconómica²⁰. Para formarse una idea de qué significan coeficientes de esta magnitud es útil calcular el equivalente cierto de una lotería que le da al inversionista \$500.000 con probabilidad $\frac{1}{2}$ y \$1.500.000 con probabilidad $\frac{1}{2}$. El valor esperado de esta lotería es \$1.000.000. Un inversionista con $A = 1$ está dispuesto a cambiarla por un equivalente cierto de \$866.025; por \$670.820 si $A = 3$; y por \$592.782 si $A = 5$ ²¹.

4.1. ¿Qué volatilidad justifica una tasa de descuento del 10% real?

El primer ejercicio supone que la volatilidad debida a que VI se fija cada cuatro años es el único riesgo al que está sujeto el transmisor. Suponiendo que $T = 30$ años, el cuadro 2 muestra qué volatilidad de VI , medida por su coeficiente de variación CV_{VI} , justifica que la regulación otorgue una tasa de exactamente 10% real. Por ejemplo, el cuadro 2 dice que si $A = 3$ y $r_\ell = 5\%$, CV_{VI} debe ser 0,30 para justificar la tasa de 10%. Nótese que, para una tasa libre de riesgo dada, el CV_{VI} es menor a medida que A aumenta: la razón es que un premio por riesgo dado es consistente con volatilidades menores si los inversionistas le tienen más aversión al riesgo.

La primera implicancia que se desprende del cuadro 2 es que cuando cae la tasa libre de riesgo la volatilidad requerida para justificar la tasa de 10% aumenta. Por ejemplo, si $A = 3$ y la tasa libre de riesgo es 8% una tasa de 10% compensa una volatilidad de 0,13. Si la tasa cae a 5%, la volatilidad que justifica una tasa de 10% es más de dos veces mayor, 0,30. Sin embargo, es bastante evidente que los cambios de CV_{VI} poco o nada tienen que ver con los cambios de la tasa libre de riesgo. En efecto, el coeficiente de variación de VI depende fundamentalmente del costo de construir instalaciones de transmisión. La tasa libre de riesgo, por el contrario, depende de las condiciones macroeconómicas. Por eso, es equivocado fijar el nivel de la tasa en la regulación. Lo apropiado es que —tal como la ley de telecomunicaciones y la ley sanitaria— la tasa que use la regulación varíe *pari passu* con la tasa libre de riesgo de la siguiente forma:

$$\text{tasa libre de riesgo} + \text{“algo”},$$

donde “algo” compensa los riesgos no diversificables.

²⁰Véase a Hall (1988).

²¹La función de utilidad esperada usada para hacer estos cálculos es

$$u(x) = \frac{x^{1-A}}{1-A}$$

cuyo coeficiente de aversión relativa al riesgo es constante e igual a A . El límite de esta función cuando A tiende a 1 es $\ln x$.

Para formarse una idea más precisa de qué justifica una tasa de exactamente 10%, considérese que de acuerdo con la dirección de peajes del CDEC-SIC el valor nuevo de reemplazo de las instalaciones de transmisión de 110 kV o más es de US\$1.643 millones (véase el cuadro 5). Si se supone que ese es el valor de inversión esperado (es decir, VI_0), la desviación estándar que justifica la tasa de 10% si $r_\ell = 5\%$ y $A = 3$ es de US\$493 millones (US\$1.643 millones \times 0.3); si $A = 2$, la desviación estándar es de US\$608 millones (US\$1.643 millones \times 0.37); y si $A = 1$, la desviación requerida es de US\$876 millones de dólares.

Un ejercicio adicional sugiere que estos coeficientes de variación probablemente exageran la variabilidad de los resultados de la fijaciones de peajes que resultarían con la ley corta. Considérese una fijación del VI completamente aleatoria, en el sentido que el regulador elige un VI cualquiera de una distribución uniforme cuya media es US\$1.643 millones, con desviación estándar US\$493 millones. En ese caso la probabilidad que elija un VI menor que US\$ 1.150 millones o uno mayor que US\$2.136 millones es 0,43 (43%). Vale decir, la volatilidad requerida para justificar una tasa de exactamente 10% parece sustantiva.

4.2. ¿Cuál es la probabilidad de oportunismo regulatorio que justifica una tasa de 10%?

Una segunda manera de calibrar qué significa otorgar una tasa de exactamente 10% es calcular el λ implícito que implica, vale decir, la probabilidad de que los activos le dejen de producir flujos a los inversionistas o, como se le ha llamado en este trabajo, la probabilidad de “oportunismo regulatorio”. Para hacer este ejercicio supondré que los inversionistas son neutrales al riesgo. En ese caso la volatilidad de los retornos es irrelevante y la diferencia entre la tasa fijada por la regulación y la tasa libre de riesgo debe justificarse completamente por el riesgo de que los activos dejen de producir flujos. El ejercicio es extremo en el sentido que supone que el transmisor pierde completamente su inversión.

El cuadro 3 muestra la probabilidad implícita de que todos los activos de transmisión sean expropiados en a lo más uno, cinco, diez, 20 y 30 años. Por ejemplo, el cuadro dice que si la tasa libre de riesgo es 5%, la tasa de 10% sería apropiada si la probabilidad de que los activos dejen de generar flujos en a lo más diez años es .37 (37%).

Lo primero que destaca en el cuadro 3 es que, tal como en el caso anterior, la tasa de 10% es consistente con probabilidades implícitas muy distintas, dependiendo de cuál sea la tasa libre de riesgo. En efecto, si $r_\ell = 8\%$, la tasa de 10% supone implícitamente que la probabilidad de que los activos dejen de generar flujos dentro de los siguientes 10 años es 0,17 (17%). Sin embargo, si la tasa es menor, la probabilidad implícita es considerablemente mayor. Por ejemplo, es 0,31 (31%) si la tasa es 6%; 0,37 (37%) $r_\ell = 5\%$; y 0,43 (43%) si $r_\ell = 4\%$. Estas diferencias son difíciles de justificar, a menos que se argumente que λ crece y cae de manera de compensar exactamente las variaciones de la tasa libre de riesgo, lo cual es implausible.

Es segundo aspecto que llama la atención en el cuadro 3 es que una tasa de 10% es consistente

con probabilidades de oportunismo regulatorio importantes. Como se vio, aun si la tasa libre de riesgo fuera 8%, se necesita una probabilidad de expropiación de 0,17 (17%) durante los próximos 10 años para justificar una tasa del 10%; en 20 años la probabilidad de pérdida total que la justifica es 0,31 (31%) y .0,42 (42%) en 30 años.

Una cota superior de la probabilidad de oportunismo regulatorio y el premio por riesgo se puede obtener examinando la tasa que los inversionistas le exigen a los bonos en UF emitidos por Transelec en abril de 2001²². Los bonos son apropiados para estimar una cota superior de lo que aquí se ha llamado riesgo de oportunismo regulatorio, porque la principal razón de no pago es la cesación de pagos de la empresa.

En las transacciones registradas después de la emisión, todas de la serie B, la diferencia con el promedio mensual del PRC han sido, respectivamente, 127 y 128 puntos base (abril 4 de 2001; UF 270.000 y UF 3.000.000); 158 puntos base (noviembre 9 de 2001; UF 50.000); 154 puntos base (noviembre 14 de 2001; UF 50.000); 158 puntos base (diciembre 4 de 2001; UF 10.000) y 153 puntos base (diciembre 12 de 2001; UF 10.000)²³. Es probable que parte de este premio no se deba completamente al temor de los inversionistas por ser expropiados, sino a otras características de los bonos (v.g. menor liquidez relativo a un PRC). Pero si toda la diferencia se atribuye al riesgo de oportunismo regulatorio, 158 puntos base equivalen a una probabilidad a diez años de 0,15 (15%).

4.3. Los dos riesgos combinados

El tercer ejercicio combina ambos riesgos. En particular, en el cuadro 4 fijo la probabilidad de que los activos dejen de producir flujos durante los próximos 10 años en 0,05 (cuadro 4a) y 0,10 (cuadro 4b) y luego examino, para coeficientes de aversión relativa al riesgo entre 1 y 5 y tasas libre de riesgo entre 4 y 8%, qué volatilidad total de flujos justifica que la regulación otorgue una tasa de 10% real²⁴. Si bien los coeficientes de variación son algo menores que los presentados en el cuadro 2, la diferencia no es apreciable.

4.4. ¿Cuánto dependen los peajes de la tasa de descuento?

En esta sección examino la sensibilidad de las tarifas de transmisión a cambios en la tasa de descuento. Se puede obtener una estimación de esta sensibilidad usando el VNR y el COyM determinado por la Dirección de Peajes del CDEC-SIC.

Aún no se conoce qué instalaciones de transmisión formarán parte del troncal. Por eso, presento datos para dos sistemas alternativos: aquel que se compone de la totalidad de las instalaciones

²²La emisión de bonos fue por UF 10 millones, con tasa de carátula de 6,2% anual. La serie A es a 6 años amortizable en una cuota al final del vencimiento; la serie B es a 21 años amortizables en 30 cuotas semestrales a partir de septiembre de 2007, con posibilidad de rescate anticipado a partir de septiembre de 2009.

²³100 puntos base corresponden a un punto porcentual de tasa.

²⁴Nótese que en este caso el coeficiente de variación no sólo incluye la volatilidad de VI , sino también la inducida por la variabilidad debida a la probabilidad de expropiación.

de Transelec, los que están avaluados en US\$1.137 millones y que incluye líneas de 66 kV o más; y el total de las instalaciones de transmisión de 110 kV o más en el SIC, avaluadas en US\$1.643 millones (véase el cuadro 5).

Suponiendo que $T = 30$, $r = 10\%$ y que todo el sistema de Transelec se incluye en el troncal, el pago anual se obtiene de la fórmula (3.10):

$$\text{US\$}28,3 + \frac{\text{US\$}1.137}{\int_0^{30} e^{-(\ln 1,1)t} dt} = \text{US\$}28,3 + \frac{\text{US\$}1.137}{9.89} = \text{US\$}144,76^{25}.$$

Con los mismos supuestos, y suponiendo que todo el sistema de más de 110 kV se incluye en el troncal, la anualidad es

$$\text{US\$}37,9 + \frac{\text{US\$}1.643}{\int_0^{30} e^{-(\ln 1,1)t} dt} = \text{US\$}37,9 + \frac{\text{US\$}1.643}{9.89} = \text{US\$}204,03$$

El cuadro 6 reporta las anualidades que le correspondería pagar a los usuarios de transmisión para tasas de descuento entre 4 y 10%. Como se puede apreciar, los ingresos anuales por transmisión dependen de manera importante de la tasa que use el regulador para obtener la anualidad. La razón es que el factor de descuento $R \equiv \int_0^{30} e^{-rt} dt$ (la columna 2 en el cuadro 6) depende fuertemente de r . Para $r = 10\%$ este factor es sólo 9,89; para $r = 6\%$ aumenta a 14,17. Consiguientemente, la columna 4 del cuadro 6 permite apreciar 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 se traduce en pagos adicionales por poco menos de US\$ 10 millones adicionales. Si se supone que el troncal incluye 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%.

Para apreciar el orden de magnitud de estos números es conveniente poner en contexto el costo de transmisión. En el cuadro 7 se prorratea el pago anual por transmisor en los 29.143 GWh vendidos por empresas generadoras en 2001. Se aprecia que si todo el sistema de 110 kV o más se incluyera en el troncal, los pagos asignados al troncal serían 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 MWh²⁹. Vale decir, el costo por MWh de la transmisión es muy similar a lo pagado por remuneración de potencia, y la tercera parte del costo medio de un MWh de energía.

5. Conclusión: resolviendo el problema del riesgo

La principal conclusión de esta nota es que la tasa de descuento para regular activos de transmisión no debe ser fija sino que variar *pari passu* con la tasa libre de riesgo. Adicionalmente, se presentaron varios ejercicios que permiten evaluar qué niveles de riesgo no diversificables justifican una tasa

²⁹La fuente es el informe de precio de nudo de abril de 2002 de la CNE.

de exactamente 10%. Para los niveles de la tasa libre de riesgo en Chile hoy en día (menos de 5%) se requieren volatilidades o probabilidades de oportunismo regulatorio apreciables que, al menos en mi opinión, no son de ninguna manera evidentes. Esta impresión se refuerza si se considera que los ejercicios ignoraron la posibilidad de diversificar los riesgos no específicos por lo que, seguramente, serían necesarias volatilidades aún mayores que las calculadas para justificar la tasa de exactamente 10%. En resumen, el peso de la prueba debería caer sobre quienes afirman que los riesgos sistemáticos y regulatorios a los que está sujeta la transmisión justifican que la tasa sea 10%.

Lo anterior sugiere que para regular la transmisión sería más apropiado usar una tasa de largo plazo que aproxime a la tasa libre de riesgo (probablemente la que paga un pagaré a 20 años del Banco Central), sumándole un premio por riesgo. Y si uno de los propósitos de la ley corta es disminuirle el riesgo a los transmisores, es consistente reconocerlo con un premio por riesgo menor. Lo contrario supone una transferencia de riqueza desde los usuarios hacia los dueños de activos de transmisión. A esto se le agrega que si la tasa de retorno se fija por sobre la necesaria para remunerar el costo de oportunidad del capital invertido, se estimula la sobreinversión, problema que la ley corta agrava al garantizarle al transmisor la remuneración de las inversiones que sean aceptadas como parte del sistema troncal. Este incentivo a sobreinvertir, conocido como “efecto de Averch–Johnson (1962)”, ocurre porque es conveniente hundir capital si la empresa puede financiarse a tasas menores que las garantizadas por la regulación y las inversiones se traducen en mayores peajes. Más aún, si el efecto de Averch–Johnson ocurre en países con procedimientos regulatorios bastante más elaborados, no parece razonable pensar que Chile sea una excepción³⁰.

Como se dijo, uno de los principales propósitos de la ley corta es reducirle considerablemente el riesgo a los transmisores, porque se supone que de lo contrario no invertirán. En este trabajo no se ha cuestionado esa premisa; pero se ha señalado que si la ley fuera completamente exitosa y no existiera incertidumbre alguna, la tasa libre de riesgo sería la apropiada.

Ahora bien, si se quiere disminuir el riesgo, existe un camino directo para hacerlo. Primero, si se trata de instalaciones existentes, se podrían fijar los peajes por una vez y para siempre, sin necesidad de repetir el proceso cada cuatro años. Una manera conservadora de hacerlo sería aceptar los VNR declarados por los dueños de instalaciones de transmisión (los que, de acuerdo a la teoría económica, probablemente exageran el valor verdadero, pero en todo caso con seguridad no lo subestiman) y transformarlos en anualidades con una tasa que debiera ser marginalmente superior a la tasa libre de riesgo; en este caso el premio sólo debería compensar el posible oportunismo regulatorio.

Por otro lado, las instalaciones nuevas se pueden licitar y adjudicar al inversionista que las

³⁰Se puede argumentar que de acuerdo con el proyecto las inversiones son decididas por un comité de planificación y que este comité estará alerta ante este peligro. Sin embargo, dos de los cinco integrantes del comité serán empresas de transmisión y sólo uno de los miembros estará nominalmente ligado a quienes finalmente pagarán por las inversiones, lo que sugiere que las salvaguardias contra la sobreinversión son débiles. Para más detalles, ver Galetovic (2002a).

construya por el menor peaje anual. El ganador de la licitación cobraría un peaje fijo por 30 años, eliminándose todo riesgo de ingresos. No sería necesario fijar la tasa de retorno; el inversionista usaría su propia tasa para calcular el peaje que pediría en la licitación. La ventaja adicional es que se sustituiría la regulación por un mecanismo competitivo de fijación de peajes. Y al eliminarse el riesgo de ingresos, las posturas probablemente reflejarían algo cercano a la tasa libre de riesgo.

Si los costos de transacción fueran bajos, la operación de las líneas podría incluso traspasarse al transmisor propietario de las instalaciones actuales quien las mantendría a cambio de un pago anual. En otras palabras, el esquema operaría como un leasing a 30 años cuyo cánon sería determinado competitivamente³¹. En cualquier caso, nada impide que el transmisor actual participe en las licitaciones y se adjudique las nuevas líneas si hace la mejor oferta.

³¹Agradezco esta sugerencia de Renato Agurto.

Apéndice

A. Diversificación y premio por riesgo

En el texto se afirma que los ejercicios no consideran que parte del riesgo al que están sujetos los activos de transmisión se puede diversificar, y por lo tanto no necesitan ser remunerado cuando se trata de atraer inversionistas. Calcular el premio por riesgo después de diversificación, sin embargo, requiere introducir la inversión en transmisión en el portafolio de mercado. En este apéndice uso el modelo de Lucas (1978) de valorización de activos para mostrar cuando el premio por riesgo que incluye el descuento por diversificación éste depende de la covarianza de los retornos de los activos de transmisión con los del mercado³². En esencia, la diversificación consiste en que muchos inversionistas son dueños de una fracción pequeña de los derechos sobre los flujos producidos por cada activo real y por eso pueden construir un portafolio diversificado de flujos correlacionados imperfectamente.

Supóngase que existen n activos (o sectores) en la economía. Hay un gran número de agentes idénticos en la economía e inicialmente cada uno es dueño una sola unidad física de cada activo $j = \{1, 2, \dots, n - 1\}$ que da una corriente de renta aleatoria per cápita \tilde{x}_j por T años, donde $\tilde{\cdot}$ denota que la variable es aleatoria. Existe, además, un activo libre de riesgo que da una corriente continua cierta de un peso por T años; por lo tanto, si la tasa de descuento libre de riesgo es r_ℓ una unidad del activo vale $R(r_\ell)$. Por último, cada unidad del activo libre de riesgo se puede invertir en un sector regulado al que llamaremos ‘línea de transmisión’ que en el estado i da un flujo $p_i - c$, donde p_i es el precio fijado por el regulador en el estado i . Vale decir, la fijación de precios de transmisión es aleatoria.

Dado lo anterior, se sigue que el activo j da un retorno aleatorio per cápita que en valor presente vale

$$\tilde{R}_j \equiv \tilde{x}_j R(r_\ell);$$

en tanto que el flujo del activo de transmisión da un flujo per cápita que en valor presente vale

$$\tilde{R}_{\text{Tr}}(i) \equiv (p_i - c)R(r_\ell)$$

en el estado i .

El problema de cada agente es elegir un portafolio $(\alpha_j)_{j=1}^n$ para maximizar

$$\text{Eu} \left[\sum_{j=1}^n \alpha_j \tilde{R}_j + (1 - \alpha_j)P_j + \eta R(r_\ell) + (1 - \eta)(p_i - c)R(r_\ell) \right] \quad (\text{A.1})$$

donde P_j es el precio de mercado de una unidad del activo j ; $\tilde{\alpha}_j$ es el número de unidades del activo α_j en el portafolio del inversionista; η es el número de unidades del activo libre de riesgo que el inversionista mantiene; y $1 - \eta$ es el número de unidades del activo libre de riesgo que se transforman en activos de transmisión. Por ejemplo, si $\alpha_j = 1$, el agente decide mantener exactamente una unidad del activo j , en tanto que vende en el mercado si $\alpha_j < 1$ y compra si $\alpha_j > 1$. Similarmente, si $\eta = 0.5$, el agente decide transformar media unidad del activo libre de riesgo en activos de transmisión.

Derivando la función de utilidad (A.1) con respecto a α_j se obtiene la condición de primer orden, a saber

$$\frac{\partial u}{\partial \alpha_j} = \text{E} \left[\tilde{R}_j - P_j \right] u' \left[\sum_{j=1}^n \alpha_j \tilde{R}_j + (1 - \alpha_j)P_j + \lambda R(r_\ell) + (1 - \lambda)\tilde{R}_{\text{Tr}}(i) \right] = 0.$$

Ahora bien, todos los agentes son idénticos; por lo tanto, en equilibrio cada uno debe demandar el mismo portafolio. En vista que en equilibrio la cantidad ofrecida de activos debe ser igual a la cantidad demandada, y que cada agente mantiene una unidad de los n activos, se sigue que los precios de cada activo deben ser tales que $\alpha_j = 1$ para todo j . Luego,

$$\text{E} \left[\tilde{R}_j - P_j \right] u'(\tilde{y}) = 0, \quad (\text{A.2})$$

con $\tilde{R} \equiv \sum_{j=1}^n \tilde{R}_j + \lambda R(r_\ell) + (1 - \lambda)\tilde{R}_{\text{Tr}}(i)$ el portafolio “de mercado”. Manipulando la condición (A.2), se sigue

³²Véase también Gollier (2001).

que $E\tilde{R}_j u'(\tilde{y}) = P_j E u'(\tilde{y})$. Por lo tanto, en equilibrio

$$P_j = \frac{E\tilde{R}_j u'(\tilde{y})}{E u'(\tilde{y})} \equiv E\tilde{R}_j \tilde{M}. \quad (\text{A.3})$$

La expresión (A.3) indica que el precio del activo j dependerá únicamente de la correlación del retorno del activo j con la utilidad marginal del portafolio de mercado. Se sigue que si se trata del activo libre de riesgo, $P_\ell = ER(r_\ell)\tilde{M} = R(r_\ell)$, porque $E\tilde{M} = 1$. Por último, en equilibrio los precios de activos deben ser tales que a cada inversionista le debe ser indiferente en qué activo invertir. Luego, $E\tilde{R}_j \tilde{M} = P_j = P_\ell = R(r_\ell)$ para todo activo j .

Nótese que, si bien el precio de todos los activos es el mismo en equilibrio, el retorno esperado difiere. Esto se puede apreciar mejor notando que

$$\begin{aligned} \text{cov}(\tilde{R}_j, \tilde{M}) &= E\tilde{R}_j \tilde{M} - E\tilde{R}_j E\tilde{M} \\ &= E\tilde{R}_j \tilde{M} - E\tilde{R}_j, \end{aligned}$$

donde la segunda igualdad se sigue del hecho que $E\tilde{M} = 1$. Por lo tanto,

$$E\tilde{R}_j = R(r_\ell) - \text{cov}(\tilde{R}_j, \tilde{M}). \quad (\text{A.4})$$

La expresión (A.4) indica que el retorno esperado del activo j está anclado en el retorno del activo libre de riesgo, al que se le resta la covarianza con la utilidad marginal del portafolio de mercado. De ahí se sigue directamente que si los retornos de j no están correlacionados con el portafolio de mercado, todo el riesgo de j es diversificable y el activo retorna la tasa libre de riesgo en equilibrio.

En el caso del activo de transmisión, $\tilde{R}_{\text{Tr}}(i) = (p_i - c)R(r_\ell)$. Es decir, a diferencia de los restantes activos, el retorno no proviene de una fuente exógena sino que es función de la regla regulatoria. Por lo tanto, es perfectamente posible que la regla regulatoria sea tal que no exista demanda por el activo en equilibrio, por ejemplo si el regulador fija $p_i = 0$ en todos los estados. Así, una regla regulatoria es sustentable sólo si,

$$R(r_\ell) \leq \frac{E\tilde{R}_{\text{Tr}} u'(\tilde{y})}{E u'(\tilde{y})} \equiv E\tilde{R}_{\text{Tr}} \tilde{M}. \quad (\text{A.5})$$

Vale decir, la condición (A.5) es una restricción para el regulador, no una mera condición de equilibrio. Sin embargo, si la condición (A.5) se cumpliera con desigualdad el incentivo sería a invertir todo lo posible en activos de transmisión —el efecto de Averch-Johnson—. Por lo tanto, si la regulación cumple con la condición de darle un retorno “normal” ajustado por riesgo al transmisor, la regla debe ser tal que la condición se cumpla con igualdad. En ese caso

$$E\tilde{R}_{\text{Tr}} = R(r_\ell) - \text{cov}(\tilde{R}_{\text{Tr}}, \tilde{M})$$

Nótese que la fuente de riesgo y variabilidad proviene de que el resultado de las fijaciones de precio es aleatorio. Suponiendo que la regla para fijar tarifas es sustentable, la expresión (A.5) indica que sólo debería reconocerse en la tasa de descuento aquellos riesgos no diversificables.

Referencias

- [1] Averch, H. y L. Johnson, “Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint”, *American Economic Review* **52**, 1053-69, 1962
- [2] Bustos, A. y A. Galetovic, “Regulación por empresa eficiente: ¿quién es realmente usted?”, *Estudios Públicos* **86**, 145-182, 2002
- [3] Engel, E., R. Fischer y A. Galetovic, “Least-Present-Value-of-Revenue Auctions and Highway Franchising”, *Journal of Political Economy* **109**, 993-1020, 2001
- [4] Galetovic, A., “Transmisión y la ‘ley corta’ II: gobernanza, procedimientos y método de regulación”, manuscrito en preparación, 2002
- [5] Gollier, C., *The Economics of Risk and Time*. Cambridge: MIT Press, 2001
- [6] Hall, R., “Intertemporal Substitution in Consumption”, *Journal of Political Economy* **96**, 339–357, 1988
- [7] Lucas, R., “Asset Prices in an Exchange Economy”, *Econometrica* **46**, 1429-46, 1978
- [8] Transelec, *Memoria anual 2000*. Santiago: Transelec, 2001
- [9] Transelec, *Memoria anual 2001*. Santiago: Transelec, 2002a
- [10] Transelec, *Valor nuevo de reemplazo y costos de operación y mantenimiento*. Santiago: Transelec, 2002b
- [11] Transelec, “Annual Report Pursuant to Section 13 or 15(D) of the Securities Exchange Act of 1934 for the Fiscal Year Ended December 31, 2001.” Santiago: Transelec, 2002c. Disponible en <http://www.sec.gov/cgi-bin/browse-edgar?company=HQI+Transelec&CIK=&State=&SIC=&action=getcompany>
- [12] Varian, H., *Microeconomic Theory*. Nueva York: Norton, 1992

Cuadro 1

Anualidad con distintas tasas de descuento

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
Tasa	Factor de descuento (R)	AVNR	AVNR + COyM	AVNR	AVNR + COyM
		Transec <i>En millones de US\$</i>		Todo el sistema <i>En millones de US\$</i>	
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 Transec 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 Transec.
 el sistema. AVNR: anualidad del valor nuevo de reemplazo; COyM: costos de operación y mantención.

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