
REMUNERACIÓN DE REDES DE TRANSMISIÓN EN CHILE POR VNR: PRINCIPIOS, PROBLEMAS Y RECOMENDACIONES

RONALD FISCHER ^{*†}
RODRIGO MORENO ^{‡§†}

Resumen

Este trabajo analiza la regulación de las redes de transmisión en Chile. Se concentra en particular en el uso del mecanismo de Valor Nuevo de Reemplazo o VNR para remunerar las redes existentes. Se muestra, usando los principios de regulación moderna, que el VNR no es el mecanismo apropiado. El problema es que, a diferencia del pasado, actualmente el regulador determina las inversiones a realizar en el sector. Por lo tanto, es innecesario introducir riesgos en la remuneración de activos para dar señales de inversión eficiente. El trabajo muestra la magnitud de este efecto considerando la diferencia en el margen sobre costos referenciales de subastas de obras nuevas y de obras de ampliación, ambas con un menor nivel de riesgo que el VNR. El trabajo realiza un análisis de las distintas fuentes de riesgo para un inversionista en transmisión bajo VNR, distinguiendo los factores que favorecen a las empresas de aquellos que tienden a perjudicarla. Finalmente, se realiza una propuesta de un mecanismo regulatorio que no tiene los problemas del VNR en el caso de instalaciones preexistentes de transmisión.

Palabras Clave: Redes de transmisión, Inversión eficiente, Modelos regulatorios.

*Departamento de Ingeniería Industrial, Universidad de Chile, Chile.

†Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI), Chile.

‡Departamento Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, Chile.

§Imperial College London, Reino Unido.

1. Introducción

Un sistema de regulación o de control tarifario requiere incentivos a la inversión. Esto significa que el sistema debe estar diseñado para atraer inversiones necesarias para responder a los requerimientos de la sociedad. El objetivo de la regulación eficiente es hacerlo al menor costo posible para los usuarios. Existen distintos enfoques regulatorios que intentan resolver este problema, desde los sistemas cost-plus hasta enfoques modernos que enfatizan los incentivos. Entre ellos, se encuentra el enfoque CPI-X (ahora modificado a *RIIO* : $Revenue = Incentives + Innovation + Outputs$) del Reino Unido de los 90, o el de empresa modelo chilena utilizada en distribución eléctrica, en telefonía (aunque ahora aplicado solo a los servicios de terminación de red), y en el sector sanitario (con algunos ajustes). Independientemente de sus ventajas teóricas, la calidad de los mecanismos regulatorios depende de la forma de su implementación y uso en el mundo real.

El objetivo de este trabajo es estudiar el mecanismo regulatorio de valoración de las instalaciones de transmisión, tanto desde el punto de vista teórico como en su aplicación. El foco particular de este trabajo es la remuneración de las instalaciones existentes de transmisión, las cuales son valorizadas siguiendo el método del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR). Nuestra evaluación muestra que la actual aplicación del VNR a las instalaciones existentes no es apropiada, por lo que se proponen modificaciones normativas como solución de largo plazo, así como propuestas para el corto plazo.

Las recomendaciones normativas que se derivan de este trabajo consisten en utilizar los resultados de las licitaciones de obras de ampliación como una referencia para fijar los VI de las instalaciones existentes, reduciendo así el riesgo que introducen las revalorizaciones aleatorias del VI en el actual modelo. Segundo, se propone reducir la remuneración de aquellas obras que han cumplido su vida útil regulatoria, para reducir la sobrerenta que generan.

Es importante aclarar que, desde un punto de vista conceptual, el proceso tarifario contiene dos aspectos. El primero se centra en cómo se determina la remuneración necesaria para que las empresas inviertan y operen en forma eficiente; y el segundo se focaliza en cómo se recaudan los ingresos desde los usuarios de la red. En estos dos aspectos es posible introducir incentivos a la eficiencia. En este trabajo, no obstante, solo se examina en detalle el primer aspecto, es decir, la remuneración a las inversiones de las empresas.

La estructura de este documento es la siguiente. La Sección 2 describe los

conceptos fundamentales asociados a la remuneración de redes eléctricas y que se utilizan en este trabajo. La Sección 3 describe y analiza en profundidad el mecanismo de VNR, focalizándose en las condiciones conceptuales para que opere adecuadamente, así como los riesgos observados en la práctica. En la Sección 4 se lleva a cabo una discusión que finalmente justifica las recomendaciones de modificaciones regulatorias del estudio.

2. Marco teórico

En esta sección, se describen los conceptos fundamentales asociados a la remuneración de redes eléctricas y que se utilizarán, en las siguientes secciones, para analizar el marco regulatorio chileno y para identificar potenciales problemas y soluciones.

2.1. Modelos regulatorios¹

Existen principalmente dos esquemas básicos para regular las tarifas en sistemas regulados. Primero, están aquellos esquemas basados en costos reales y, segundo, aquellos basados en incentivos. En la literatura, estos se denominan mecanismos de bajo y alto poder, respectivamente. Un mecanismo de bajo poder (puro) es uno en que -en principio- la remuneración está asociada a los costos efectivos/reales de la empresa. Esto significa que la empresa enfrenta bajo riesgo, porque no tendría pérdidas. Por lo mismo, el retorno mínimo requerido para llevar a cabo las inversiones que requiere el sistema es bajo. El inconveniente de este mecanismo es que no existen incentivos a reducir costos, ni tampoco a hay incentivos a realizar inversiones de forma eficiente (el llamado efecto Averch-Johnson [3]).

Por el contrario, en un mecanismo de alto poder (puro), la remuneración de la empresa no está asociada a sus costos reales, sino a los que tendría una empresa eficiente -el benchmark- en cada periodo tarifario, como ocurre en el caso de la distribución en Chile. Por lo tanto, la empresa enfrenta fuertes incentivos a reducir sus costos. Esto también produce que la empresa enfrente un mayor nivel de riesgo, porque puede ser que el benchmark (e.g., empresa modelo) tenga costos menores (mayores) a los costos de la empresa real². Por

¹Ver [12]. El análisis de esta sección no considera la posibilidad de expropiación regulatoria, porque ella hace insostenible a la empresa regulada.

²Más adelante se discute cómo el esquema de empresa modelo basado en VNR puede resultar en valores mayores o menores a los costos reales de las empresas, incluso si las empresas se comportan de forma eficiente.

lo tanto, ante esta potencial varianza en los retornos, el costo de capital exigido por el inversionista es mayor. Otra consecuencia de la diferencia en incentivos es que, en sistemas basados en costos, la calidad a menudo es excesiva (otra ineficiencia asociada a Averch-Johnson) y que, en los sistemas basados en incentivos, la calidad se deteriora a los mínimos admisibles por el regulador.

Entre estos dos extremos, naturalmente aparecen los mecanismos regulatorios de poder intermedio, que combinan elementos de incentivos con elementos basados en costos³. Varios esquemas que clasifican como intermedios consideran fija/dada la infraestructura existente, la cual se debe remunerar. Luego, se estiman los costos que tendría una empresa que, a partir del instante de su tarificación, y por todo el período tarifario, se maneja en forma eficiente⁴. En principio, un mecanismo de poder intermedio podría ser más eficiente que los mecanismos puros, al permitir una mezcla óptima entre incentivos a reducir costos y aumentos excesivos de riesgo que elevan el costo de capital y, finalmente, las tarifas.

En el mundo real, de cierta forma se podría argumentar que la gran mayoría de los mecanismos son en efecto de poder intermedio, incluso en el caso de sistemas que, en teoría, son de alto poder. Las causas son dos: primero, el regulador corrige sus modelos si se apartan demasiado de los valores observados, ante el riesgo de haberse equivocado o por temor ante la posibilidad de hacer quebrar a la empresa; y, segundo, porque usualmente la empresa puede influir sobre los resultados regulatorios. El problema es que esa combinación usualmente no es producto de una comprensión previa del fenómeno, sino que se consigue mediante prueba y error en la implementación, como resultado de conflictos entre las empresas reguladas y el regulador.

2.2. Criterios de asignación de riesgo⁵

La teoría del riesgo señala que los criterios para asignar el riesgo en forma eficiente tienen dos componentes. Primero, existen los riesgos que son controlables, al menos parcialmente, por una de las partes del contrato. En tal caso, el riesgo controlable debe ser asignado al agente que puede controlarlo⁶. Por

³Entre ellos están los esquemas basados en menús de contratos de [13].

⁴Esta definición incluye a esquemas de tipo empresa modelo brownfield donde se consideran fijos los activos existentes, y se optimiza solo la expansión de la red para el período tarifario. Ver, por ejemplo, [11].

⁵Cuando nos referimos a riesgo, se refiere a variabilidad/incertidumbre de una variable o a la variabilidad producto de la variabilidad de las componentes de un resultado. En general este riesgo incluye el riesgo de colas, pero no se focaliza en este, que requiere herramientas como Value at Risk (VaR) o Conditional Value at Risk (CVaR).

⁶Este punto admite sutilezas, porque los costos pueden incluir partes controlables y no controlables que no se pueden separar fácilmente. Por ejemplo, usualmente los costos de

ejemplo, aquella parte del riesgo de costo de instalación que depende del buen manejo del privado o el riesgo en los costos operacionales, deben ser asignados a la empresa privada.

Segundo, existen riesgos no controlables, es decir, aquellos que son exógenos y no se ven afectados por las acciones de las partes. Un ejemplo es el riesgo de costo de insumos transados en mercados internacionales. Aquellos riesgos que no se pueden manejar deben asignarse según la capacidad relativa para absorber riesgo. La forma de asignación debe ser tal que se minimiza el costo total, considerando que el retorno exigido debido al riesgo no controlable eleva el costo de la empresa y que, en el caso de la autoridad regulatoria (que representa a los usuarios de los servicios regulados), el riesgo de tarifas produce desutilidad. Cuando se aplica este criterio a la asignación del riesgo no controlable, se debe tener en consideración que una empresa regulada usualmente recibe la mayor parte de sus ingresos del sector regulado, por lo que tiene una capacidad limitada para enfrentar riesgos no controlables. Por el contrario, los usuarios usualmente dedican una fracción relativamente baja de sus ingresos a un servicio regulado, por lo que tienen mayor capacidad para absorber este riesgo, especialmente si se distribuye en el tiempo.

2.3. Remuneración de la transmisión

A continuación, se enumeran tres alternativas para remunerar la transmisión eléctrica. Estas tres alternativas se escogen por su relevancia para la discusión en Chile. Estas corresponden a la valorización en base a: i) Valor Libro, ii) Valor Nuevo de Reemplazo, y iii) licitaciones.

2.3.1. Esquemas basados en Valor Libro

En estos esquemas, el costo que se debe remunerar, traspasándolo a tarifa, es la suma de los costos eficientes de operación, mantenimiento y administración (COMA), la depreciación, y el retorno a la base de activos regulados ($r \times RAB$), según se ilustra en la ecuación (1) (ver [8]). La base de activos regulados se construye como el valor depreciado real (no nominal) de los activos existentes, más los nuevos activos que se agregan según un plan eficiente de

construcción son asignados a la empresa según el criterio de asignación de costos controlables. Sin embargo, en ocasiones existe una componente no controlable. Por ejemplo, cuando se construye un túnel carretero, los costos dependen del tipo de roca. Independientemente de los esfuerzos de la empresa, a menudo la calidad de la roca solo se conoce en los puntos de sondaje. En tal caso, usualmente se parametrizan los costos en función del tipo de roca efectivamente encontrada. Esto implica que parte del riesgo de construcción se asigna a la parte (el Estado, o la sociedad) que mejor puede soportar el costo. Ver, por ejemplo, la Sección 4.a de [10].

inversiones para el período (aunque el horizonte de planificación es más largo). La tasa de retorno a utilizar se determina en el proceso regulatorio. El retorno a estos activos depende de la tasa de descuento apropiada a la industria y de los supuestos de la relación deuda-capital en la industria.

$$Tarifa = r \times RAB + Depreciacion + COMA \quad (1)$$

2.4. Esquemas basados en VNR

En este caso, las componentes que determinan el costo a remunerar son la anualidad del valor de inversión (AVI o AVNR), más los costos asociados al COMA, según se indica en la ecuación (2). Sin embargo, en cada período tarifario, se considera la base de activos existentes, pero valorizada al valor que costaría reproducirlos en forma eficiente al momento en que se realiza el proceso tarifario ⁷. Este valor está sujeto a vaivenes producto de variaciones en el costo de materiales, de la mano de obra, y de la tecnología constructiva, entre otros. Una vez obtenido este valor, más el de las inversiones adicionales requeridas, éstas reciben una remuneración que permite reproducir los activos considerando su vida útil y la tasa de retorno. La determinación del nivel del retorno requerido es usualmente parte del proceso regulatorio.

$$Tarifa = AVNR + COMA \quad (2)$$

Una variante de este esquema es la determinación de una empresa modelo que podría eventualmente prescindir de algunos de los activos existentes y así reducir la base de activos a remunerar. Este último esquema (considerando prescindibilidad de algunos activos) se utilizó para la tarificación del segmento de la subtransmisión en Chile con anterioridad a la reforma legal de 2015.

2.5. Esquemas basados en licitaciones

Los esquemas basados en licitaciones tratan de determinar algún parámetro relevante de la tarifa mediante ofertas competitivas. Por ejemplo, las empresas podrían ofertar directamente la tarifa a recibir durante un número de años específicos (i.e., ofertar AVI + COMA), el valor de la inversión (VI), o el monto total del valor presente de los ingresos por tarifa. En Chile, por ejemplo, se pueden observar los dos primeros tipos en obras nuevas y de ampliación para

⁷Esta es la diferencia con el modelo usado en distribución, en que la empresa modelo parte de cero (greenfield). En el caso de los activos de transmisión, se revalorizan los activos existentes.

la transmisión eléctrica, respectivamente. La tercera opción también es usada en Chile para el caso de las obras públicas como carreteras [5].

2.6. Planificación de la transmisión y su relación con la remuneración: Modelos centralizados vs descentralizados

Una adecuada planificación de las futuras inversiones en transmisión es clave para viabilizar un sistema eléctrico adaptado económicamente, confiable y sustentable. Cuando estas decisiones están en manos de las empresas, es esencial entregarles señales de eficiencia mediante el mecanismo remunerativo. Es en este contexto, donde aparecen mecanismos de incentivos para poder asegurar ciertos niveles de eficiencia en la inversión. Estos mecanismos pueden ser sencillos tipo empresa modelo y/o VNR, o más sofisticados tipo RIIO [17].

En un mundo en que las decisiones de inversión las toma una autoridad que actúa como planificador central, los incentivos anteriormente mencionados no son requeridos⁸. La razón es que si la autoridad central decide las ampliaciones y expansiones de la red con un criterio de costo-beneficio que busca maximizar el bienestar social (o minimizar el costo), no hay espacio para que las empresas sean incentivadas a tomar buenas decisiones de inversión. En este caso, donde la eficiencia productiva está asegurada por la autoridad de planificación, la remuneración cumple solamente el rol de remunerar los activos de forma suficiente⁹, sin necesidad de contar con un mecanismo que envíe señales de inversión a las empresas. Bajo este tipo de regulación, usar un valor histórico para las inversiones, y aplicar la tasa de retorno del periodo reduce el retorno requerido, al evitar introducir riesgo en la valoración de los activos. Esto aplica, también, para el valor de los activos de inversiones que son el resultado de licitaciones.

3. Tarificación por VNR: Condiciones y riesgos

La tarificación por VNR consiste en valorizar el costo de reproducir los activos existentes en la red en forma eficiente al momento en que se realiza el proceso tarifario. Es decir, se reconocen los activos de la red a valor nuevo de

⁸Ya que es la autoridad, y no la compañía, la que debe asegurarse de tomar las decisiones más eficientes. Ver, por ejemplo, [18].

⁹Mecanismos tarifarios deben cumplir con dos criterios básicos: suficiencia de ingresos y eficiencia productiva. La suficiencia de ingresos asegura que los costos se pueden cubrir con los ingresos percibidos para una empresa que es eficiente. Las tarifas también deben enviar las señales para que las empresas sean eficientes en la prestación del servicio (eficiencia productiva). Ver, por ejemplo, [9] o [15].

reemplazo. A continuación, analizamos las condiciones para que un esquema tipo VNR opere adecuadamente. Luego, discutimos sus principales riesgos asociados dichas condiciones. Condiciones requeridas para que un esquema de tipo VNR opere adecuadamente Dado que una empresa eficiente debe ser capaz de cubrir exactamente sus costos, es posible demostrar que existen condiciones para que la tarificación por VNR opere correctamente. Estas son:

- La demanda no crece o crece a una tasa conocida, sin incertidumbre, por lo que las inversiones eficientes son perfectamente previsibles (tanto por la empresa como por el regulador) y no hay posibilidad de que una instalación sea considerada no necesaria y retirada antes del fin de su vida útil.
- Que no haya cambios en los precios de los elementos utilizados en la construcción de las instalaciones, para que los VNR no cambien en forma aleatoria, introduciendo riesgo indeseado.
- Que no haya cambios tecnológicos que hagan que ciertas instalaciones sean consideradas no necesarias antes de lo presupuestado.
- Que los parámetros de vida útil, tasa de interés/retorno utilizada en la valorización y los costos usados en la valorización coincidan con los valores efectivos.
- Que el regulador conozca todos los parámetros del modelo de valorización y los utilice sin oportunismo, y que pueda hacer exigibles los estándares de calidad establecidos en la normativa.

Si se dan estas condiciones en un contexto donde la empresa tiene el poder de decidir inversiones, la empresa agregará inversiones en forma eficiente, porque no enfrenta el riesgo de variación en el valor de sus instalaciones, ni enfrentará riesgos asociados al retiro temprano de algunas de ellas antes de cumplir su vida útil. Si decide invertir más de lo óptimo, o con una tecnología costosa, algunas instalaciones podrían no recibir una remuneración que recupere su costo. Como se asume que la tasa de interés representa el costo efectivo de recursos (incluyendo apalancamiento y riesgo de tasas), la empresa no tiene interés en sobreinvertir. Por el contrario, si subinvierte, la calidad del sistema se deteriora y las multas por fallas de servicio están diseñadas para disuadir este comportamiento¹⁰.

Si no se cumplen todas estas condiciones, aún es posible que el esquema de valorización por VNR entregue incentivos apropiados para la inversión de la

¹⁰Es el significado de la frase: “pueda hacer exigible los estándares”.

empresa de transmisión, pero determinar si eso ocurre no es evidente. Algunos efectos podrían ir en la dirección de sobreinvertir (e.g., si la tasa de retorno es muy alta) y otros en la dirección contraria (e.g., si el riesgo es muy alto, aumentando el costo de capital exigible por los inversionistas), por lo que, solo por accidente, resultaría una combinación de efectos que neutralicen cualquier sesgo generado por la ausencia de las condiciones a.-e.

Nótese que la razón esencial para que tenga sentido introducir un mecanismo de VNR es porque es la empresa la que decide sus inversiones en condiciones de monopolio regulado. Cuando las inversiones en cada periodo tarifario no son decididas por la empresa, sino que forman parte de una planificación de largo plazo que busca maximizar el bienestar social, introducir riesgo en el valor de las inversiones ya realizadas no cumple ningún rol eficaz. En tal caso, el riesgo de retorno no produce ningún beneficio en términos de incentivos a tomar mejores decisiones. Peor aún, asignarle riesgos de mercado al valor de las instalaciones puede generar riesgo también para la sociedad (porque el valor de las instalaciones podría subir y con ello las tarifas). En esas condiciones, el mecanismo es equivalente a crear una lotería de suma cero, donde el riesgo no cumple ninguna función útil¹¹.

A continuación, se analizan algunos de los riesgos más relevantes en la tarificación por VNR.

3.1. Riesgos asociados a la tarificación por VNR

Esta sección se focaliza en la parte de inversión de la remuneración y en la determinación del VNR, dejando en un segundo plano los problemas relacionados con la estimación del COMA, sobre el cual pueden existir otros riesgos.

Riesgo por reemplazos/retiros de activos a destiempo con respecto a su vida útil regulada

La fórmula de pagos que se utiliza para calcular las tarifas está diseñada para que la remuneración recolectada en el tiempo a partir de dichas tarifas cubra, en teoría, y, de forma exacta, los costos de inversión en infraestructura (VI), más los costos asociados a la operación, mantenimiento y administración (COMA). A continuación, esta sección se focalizará en los primeros, es decir, los costos de inversión (VI). Los costos de inversión, además de incluir los materiales y equipos necesarios para prestar un servicio determinado de red, incluyen el costo que demandan los dueños del capital. Esto último se incorpora

¹¹Otro sector en que se han cometido estos errores regulatorios es en el caso de los peajes sombra utilizados en algunas carreteras concesionadas en Europa, ver [6].

mediante una tasa de retorno dentro de la fórmula para anualizar los costos de inversión. La fórmula de pagos requiere, además, una vida útil del activo que indica el tiempo de vida del activo y, por lo tanto, el tiempo por el cual se debe remunerar su servicio. Así, al pagar la anualidad determinada por la fórmula (3), llamada anualidad del valor de la inversión (AVI), durante la vida útil (VU) del activo, se recobrarán los costos de inversión (VI), más la remuneración r al capital del inversionista, ajustada por riesgo, según se muestra en (3).

$$AVI = VI \frac{r(1+r)^{VU}}{(1+r)^{VU} - 1} \quad (3)$$

A continuación, la Figura 1 muestra la remuneración acumulada (en valor presente) a lo largo del tiempo producto de un pago anual de \$9.45. Este pago anual, se determinó con la ecuación (3) utilizando un $VI = \$100$, un $r = 7\%$, y un $VU = 20$ años. Nótese que el pago anual (AVI) de \$9.45, cubre exactamente (en valor presente) el $VI = \$100$ al final del año 20. De la figura se desprende fácilmente que si un activo se remunera con un pago anual de AVI por un periodo más corto o largo con respecto a su vida útil regulada (VU), entonces el activo se estará sub-remunerando o sobre-remunerando, respectivamente. A continuación, se ahonda en las razones por las cuales un activo puede ser reemplazado de forma temprana o tardía.

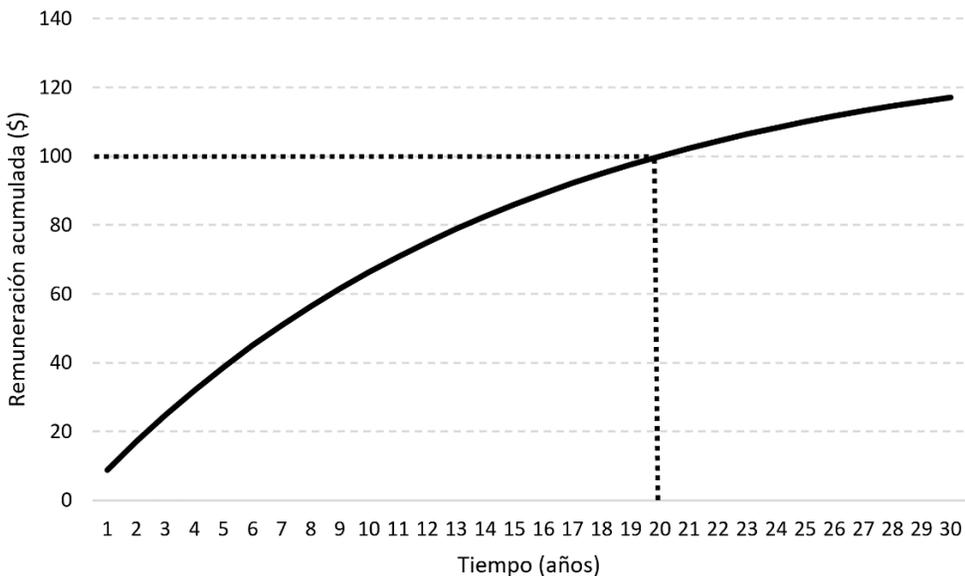


Figura 1: Remuneración acumulada en valor presente para un pago fijo anual.

Reemplazos tempranos

Como se mencionó, el pago AVI ha sido diseñado para remunerar de forma precisa el costo de inversión del activo, si este AVI se paga durante el número de años comprendido exactamente en la vida útil regulada. Existen, no obstante, situaciones que podrían llevar a un retiro o reemplazo temprano del activo. Es imperante mencionar que, en casos de retiros o reemplazos tempranos del activo, es decir, antes de terminar su vida útil regulada, la compañía incurre en una pérdida económica. Dependiendo de su naturaleza, estas pérdidas se pueden mitigar mediante seguros. A continuación, se discuten dos potenciales razones de retiros tempranos: por ampliaciones producto de la naturaleza creciente de la demanda por el servicio de transmisión, y por accidentes. Además, hay que tener presente que existe el riesgo de desconexión de líneas y subestaciones que no sean necesarias (o prescindibles) según lo que se establece en el Artículo 100 de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE).

Con respecto a las razones por ampliaciones, existe el riesgo, por ejemplo, de que sea necesario ampliar una instalación específica por crecimiento de la demanda/generación y que parte de la instalación existente tenga que ser retirada. En ambos casos, existe un término anticipado de la vida útil que llevan a una sub-remuneración del activo existente. Por ejemplo, este es el caso del Tap Alto Melipilla 2×110 kV de propiedad de Chilquinta (instalado en el año 1996) que quedaría fuera de servicio debido a la instalación de la nueva línea Lo Aguirre – Alto Melipilla 2×220 kV.

Con respecto a las razones por accidentes, existe un sinnúmero de situaciones como, por ejemplo, la ocurrencia de desastres naturales, que afectan directamente la integridad de la infraestructura eléctrica [20, 16]. Terremotos, por ejemplo, tienen la capacidad de dañar activos en líneas y subestaciones. Incendios forestales causados por terceros pueden también cortar conductores y dañar torres (Figura 2). Aunque varias de estas situaciones pueden ser cubiertas por seguros, existen otras que no. Por ejemplo, según información proporcionada por empresas de redes, no existen en Chile seguros que cubran catástrofes que afecten líneas de transmisión (solamente subestaciones)¹². Estas situaciones, por lo tanto, pueden producir un daño económico importante en compañías de redes, cuando no se les reconoce dicho reemplazo anticipado.

Con respecto a las razones socio-ambientales, existe una creciente conciencia de las autoridades y de las comunidades locales acerca de las interacciones entre los activos de transmisión y el medioambiente [14]. Esto no es un fenómeno nacional, sino que ha ido ocurriendo paulatinamente en varios

¹²Además, las Bases del estudio tarifario, en su Capítulo II, no permite la incorporación de seguros de líneas de transmisión en la función de costos de la empresa eficiente.



Figura 2: Daño en línea y subestación del SEN por terremoto, 27 Feb 2010.

países. Aunque esto generalmente es un problema respecto a nuevas instalaciones, también ha comenzado a afectar instalaciones existentes. Por ejemplo, razones socio-ambientales pueden llevar a soterrar una línea o a trasladarla, como es el caso del Bypass para la línea 1×220 kV Atacama – Esmeralda, línea 1×110 kV Esmeralda – La Portada y Línea 1×110 kV Mejillones – Antofagasta. Este último caso se originó por la ubicación de campamentos bajo la línea. A futuro, podrían aparecer presiones para disminuir la contaminación auditiva (ruido) de algunas líneas, lo cual se puede realizar mediante cambios en los conductores (y, probablemente, torres). También, podrían aparecer presiones para mejorar la apariencia visual de algunas instalaciones, llevando a un recambio de torres.

En estos casos, si bien los nuevos activos podrían ser adecuadamente remunerados, el reemplazo o retiro anticipado de los activos antiguos podría producir una pérdida económica para la empresa en el caso de no aplicarse compensaciones.

Reemplazos tardíos

Como se mencionó, el pago del AVI ha sido diseñado para remunerar de forma precisa el costo de inversión del activo si se paga por los años correspondientes a la vida útil regulada (ver Figura 1). Existen, no obstante, situaciones que podrían llevar a un retiro o reemplazo tardío del activo. Es imperante mencionar que, en casos de retiros o reemplazos tardíos del activo, es decir, después de terminar su vida útil regulada, la compañía podría incurrir en una ganancia económica extraordinaria.

Dicho reemplazo tardío se da principalmente porque el activo puede seguir

sirviendo y prestando el servicio para el cual fue diseñado más allá de su vida útil regulatoria. El estado de salud y la degradación del equipo corresponden a procesos estocásticos y la vida útil no corresponde un valor totalmente predecible. Además, la vida útil depende del uso que se le da al activo. Así, un activo (transformador, por ejemplo) que ha sido utilizado a altas cargas de potencia (y por lo tanto a altas temperaturas), tendrá una vida útil menor que el mismo activo siendo utilizado a una potencia más baja. Una buena política de inspecciones y mantenimientos puede retrasar el proceso de degradación del equipo, aumentando su vida útil (ver, por ejemplo,[1, 2]).

El actual modelo regulatorio, con un AVI que se paga de forma constante e independiente de cuando se realice el reemplazo, crea incentivos para que dicho reemplazo sea óptimo, utilizando de forma eficiente la vida útil efectiva de los activos. Al desacoplar los ingresos de los costos, la empresa está incentivada a minimizar sus costos, en este caso, compuestos por los costos de inversión asociados al reemplazo y los costos de multas asociados a deficiencias en la calidad de suministro. Si las multas reflejan *correctamente* el costo de falla que sufre la sociedad, las decisiones de reemplazo de la empresa serán las mismas decisiones que las que adoptaría un planificador social benevolente. Por ejemplo, si un activo tiene una tasa de falla que se traduce en multas con un valor presente esperado inferior al costo de reemplazo, la empresa lo mantendrá con el fin de minimizar costos¹³. Si las fallas del mismo activo aumentan de modo que el valor presente esperado de las multas es superior al costo de reemplazo, la empresa debería reemplazarlo para minimizar sus costos totales.

Si bien los incentivos del actual modelo son los correctos desde una perspectiva del momento del reemplazo, en la práctica se sobre-remunera a la empresa. Esto se debe a que la vida útil o tasa de reemplazo asumida en la regulación es inferior a la vida útil efectiva. Incluso si los montos de sobre-remuneración por este criterio son pequeños (como usualmente lo argumentan las empresas reguladas), su existencia da pábulo a que el regulador intente ajustar la rentabilidad de los activos en general, distorsionando aún más el esquema regulatorio. La Sección 4.3 discute como tratar este problema.

3.1.1. Riesgo por fluctuaciones de precio

Según el artículo 71-10 de la Ley Eléctrica, el VI de las instalaciones de transmisión se compone de los costos de adquisición e instalación de sus componentes, valorados a precios de mercado, con la excepción de los derechos

¹³Este costo de reemplazo debe incluir el valor descontado de las multas asociadas al activo nuevo.

asociados al uso de suelo y el costo de servidumbres, que se consideran a sus valores originales, indexados según IPC. Esta definición del VI genera varios riesgos para las empresas (y, por contrapartida, para los consumidores), los que se considerarán en lo que sigue.

Para esto dividimos los costos en aquellos que favorecen a la empresa porque se elevan en el tiempo; aquellos costos cuyo efecto es ambiguo, porque no hay una tendencia clara; y aquellos que favorecen al regulador (o a los usuarios), pues reducen los costos de equipos y de instalación. En el grupo de los que se elevan en el tiempo, se encuentran los costos laborales unitarios y los costos ambientales y similares. En el grupo cuyos efectos son ambiguos, se encuentra los costos de materiales, especialmente cobre y aluminio. Finalmente, en el grupo que favorece la caída en los VNR están los cambios tecnológicos, que pueden incluir aquellos que ahorran costos laborales o aquellos que potencialmente pueden cambiar la tecnología utilizada en la industria de la transmisión.

Riesgo de costos de terrenos y servidumbres

Los riesgos de costos de terrenos y servidumbres se pueden excluir del análisis. Este riesgo no existe, dado que la Ley no reconoce los cambios en los valores reales de estas componentes del VI¹⁴. Sin embargo, este mismo hecho confirma que usar el mecanismo de VNR tiene poco sentido: ¿por qué usar los valores de mercado de materiales, pero mantener los valores originales de terrenos y servidumbres? ¿No sería mejor mantener todo a los valores de compra, dado que no tiene efectos sobre las acciones de los actores?.

Riesgo de costo por efectos socioambientales

Estos costos son crecientes, porque es cada vez más difícil instalar equipos de transmisión dada la oposición de grupos ambientales y otros que se oponen a los proyectos de transmisión. Estos costos incluyen compensaciones a comunidades, posibles medidas para reducir el impacto visual, traslados, etc. Dado

¹⁴ “El V.I. de una instalación de transmisión es la suma de los costos eficientes de adquisición e instalación de sus componentes, de acuerdo con valores de mercado, determinado conforme a los incisos siguientes. En el caso de las instalaciones existentes, el V.I. se determinará en función de sus características físicas y técnicas, valoradas a los precios de mercado vigentes de acuerdo a un principio de adquisición eficiente. Sin perjuicio de lo anterior, respecto de los derechos relacionados con el uso de 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, indexado de acuerdo a la variación que experimente el Índice de Precios al Consumidor.” (Art 103°, incisos tercero a quinto, LGSE).

que son costos de instalación (y no de servidumbres ni de terrenos), deberían estar considerados en el VI de los equipos, y en promedio deberían subir con el tiempo. Es posible que la interpretación del cuarto inciso del artículo 103° se extienda a estos costos, pero no es una interpretación evidente cuando se refiere a compensaciones no asociadas a servidumbres, por ejemplo, modificaciones ineficientes de trazado para responder a oposición local, o cuando se trata de medidas para reducir el impacto visual, auditivo y similares. Otro tipo de costos son los retrasos en los proyectos. Por ejemplo, la construcción de la reciente línea Cardones-Polpaico 2×500 kV, tuvo retrasos de más de 17 meses. Esto resultó en pérdidas cuantiosas para los participantes del mercado (además del propietario de la línea).

Costos de mano de obra

Otro de los costos de instalación es el costo de la mano de obra, el cual se ha ido elevando en el tiempo, como lo muestra la Figura 3. Esta componente es importante, porque incide a través de todos los costos, incluyendo los de instalación de faenas. En este caso, el efecto es claro: favorece a la empresa porque su valor aumenta de forma sistemática.

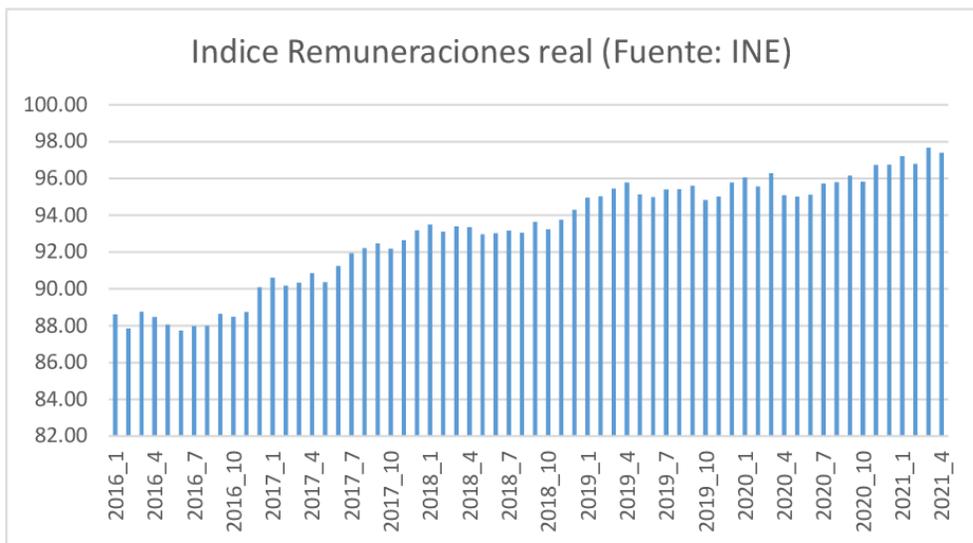


Figura 3: Índice de remuneraciones en Chile. Fuente: INE.

Costos de los materiales

Los costos de los materiales son variables, como es bien sabido. La Figura

4 muestra el precio diario del cobre en COMEX de los últimos 10 años.



Figura 4: Precio diario del cobre Comex (USD/lb). Fuente: Macrotrends.

La variación en los precios del aluminio, sustituto del cobre, es similar y tiene bastante correlación con el precio del cobre, como puede observarse en la Figura 5. El costo de estos metales es una de las principales componentes de los costos de los equipos y, como se observa, puede favorecer al regulador o a la empresa; no obstante, dependiendo del año, puede tener un efecto importante, positivo o negativo, en el valor de los materiales. Por lo demás, la forma en que se transan los materiales en la industria, aunque depende del costo de los metales, no es directa: el costo de los conductores no necesariamente es igual al costo de materiales más un costo fijo de procesamiento, sino el resultado de una negociación entre las empresas proveedora y compradora.

Efectos tecnológicos

Existen dos tipos de efectos que podrían afectar los costos de instalación y de materiales. Primero, están aquellos cambios tecnológicos que ahorran trabajo y que, por lo tanto, pueden neutralizar o incluso revertir el efecto de aumento de costos de mano de obra. Este efecto tiende a favorecer al regulador.

El segundo tipo de cambio tecnológico es aquél que altera totalmente la industria, como ocurriría si se descubren mejores superconductores de alta temperatura que se pueden usar en la industria de transmisión a menor cos-

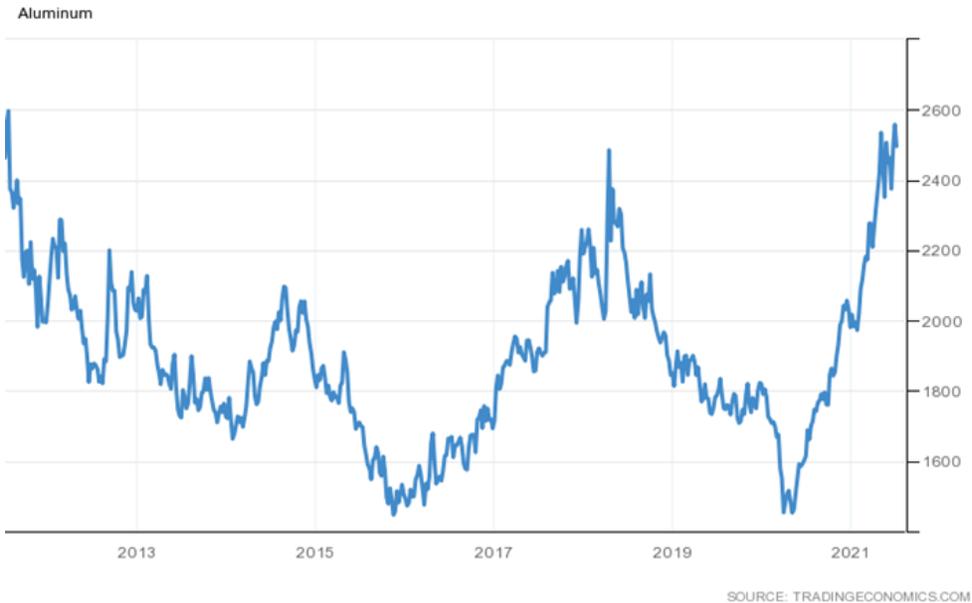


Figura 5: Precio diario del aluminio (USD/ton), LME. Fuente: Macrotrends.

to. Esto produciría una menor demanda, y un menor precio, de tecnologías antiguas. En ese caso, el efecto bajo un esquema VNR es que algunos de, o eventualmente todos, los activos ya instalados podrían presentar un valor sustancialmente menor, percibiendo una remuneración menor.

3.1.2. Riesgos/desafíos en la determinación de los precios de mercado

Uno de los problemas que enfrenta el regulador es el de determinar los precios de los distintos elementos necesarios para calcular los costos de instalación y de materiales. No hay un mercado tradicional para muchos de los componentes (por ejemplo, conductores o transformadores), sino que las empresas solicitan cotizaciones y negocian con los proveedores un precio final. El poder de negociación de las empresas puede ser distinto (porque las cantidades requeridas varían), y puede cambiar en el tiempo. Incluso si la empresa regulada entregase esa información cuando la tuviese, esta correspondería a una transacción pasada, es decir, a un valor histórico, y probablemente no corresponde a la situación del momento regulatorio. Pueden existir diferencias, también, en la evaluación de los costos de instalación de faenas, costo y número de trabajadores, intereses intercalarios, etc. No hay formas claras de resolver este problema si se intenta determinar los precios a partir de las componentes de costo, como lo indica la Ley. Bajo el sistema chileno, se con-

trata un estudio para realizar la valorización usando bases técnicas (que se discuten con los participantes) para realizar este proceso. Pero luego las partes contratan especialistas, expertos que conocen los precios de los distintos elementos, cuyos resultados se usan para presentar observaciones a los valores obtenidos en el estudio, y, a menudo, aparecen diferencias importantes en los valores considerados. Dados estos problemas, el resultado de la valoración del VNR no es solo producto del estudio, sino que los resultados se mueven según la capacidad de presión de los distintos actores. Si bien, el Panel dictamina en casos de discrepancias importantes, éste no dispone de la información clave necesaria para determinar con certeza los valores cuestionados.

En la Sección 4.2 ilustramos una propuesta que permitiría resolver esta problemática, eliminando la dependencia del estudio de mercado de precios, el cual presenta niveles de riesgo muy elevados para las partes (inversionistas y consumidores).

3.1.3. Riesgos asociados a un reconocimiento inadecuado de la tasa de retorno

Con el fin de determinar la tasa de retorno de compañías monopólicas reguladas de transmisión, varios países del mundo utilizan el modelo CAPM¹⁵. Este modelo permite ajustar las ganancias de las empresas reguladas según las condiciones reales de mercado. Esta fórmula (descrita a continuación) establece que la tasa de retorno sobre los activos de la empresa regulada debe ser igual a la tasa libre de riesgo, más el producto del denominado riesgo sistemático, multiplicado por el premio por riesgo de mercado.

$$r = r_f + \beta \times PRM^{16} \quad (4)$$

Como se puede observar, esta fórmula contiene solamente tres parámetros a estimar¹⁷. Los fundamentos técnicos dictan que la estimación de cada parámetro debiera seguir los siguientes principios:

¹⁵Australia, Brasil, Colombia, México, Reino Unido, España, Holanda y los países de la Unión Europea, entre otros.

¹⁶Esta fórmula para la tasa de retorno incorpora términos como el riesgo país, y otros factores específicos de riesgo que se agregan de manera aditiva al final de la fórmula. Por simplicidad, estos factores se omiten de nuestro análisis debido a que son independientes del mayor riesgo específico a la industria derivado del uso de regulación por VNR. Los inversionistas de la transmisión eléctrica en Chile enfrentan un riesgo mayor que el de países comparables debido a la regulación por VNR.

¹⁷Por simplicidad, esta explicación se basa solamente en los tres parámetros descritos, pese a que cada uno de estos tres parámetros puede depender de otros (e.g., tasa de mercado, tasa de impuestos, etc.).

1. Para r_f : La tasa libre de riesgo, que refleja la tasa de rentabilidad (esperada a futuro) para un activo libre de riesgo en Chile durante el periodo tarifario (e.g. próximos 4 años, si es que el cálculo se realiza al comienzo del periodo tarifario).
2. Para β (beta): El riesgo sistemático, que refleja el perfil de riesgo de la empresa regulada durante el periodo tarifario y es cuantificado en función de la dependencia entre la rentabilidad de un activo de la empresa regulada y la denominada tasa de mercado, que, en este caso, refleja una tasa de rentabilidad “promedio” para el mercado chileno. A mayor dependencia, mayor beta.
3. Para PRM : El premio por riesgo de mercado, que refleja la diferencia entre la tasa de mercado y la tasa libre de riesgo durante el periodo tarifario.

Uno de los principales desafíos en este ejercicio (y, además, una de las principales desventajas del modelo CAPM) es la determinación de estos tres parámetros, sobre los cuales hay un nivel de incertidumbre. Para los numerales anteriores 1 y 3, existe, por ejemplo, una dependencia importante con respecto al conjunto de instrumentos financieros seleccionados para hacer el cálculo. Esto quiere decir que el resultado es dependiente de una serie de decisiones arbitrarias como, por ejemplo, si se selecciona un bono BCU o BTU ¹⁸ a 10 o 20 años como representativo de la tasa de libre de riesgo. Tampoco es claro el periodo sobre el cual se debe calcular el promedio histórico de estas rentabilidades (¿últimos seis meses? ¿último año? ¿últimos 5 años?) y cómo se pueden eliminar o “filtrar” desviaciones producto de eventos coyunturales que no son representativos de la conducta general del activo.

El riesgo sistemático (o beta), que refleja el perfil de riesgo que enfrenta el inversionista, es determinado mediante un estudio comparativo con otras compañías reguladas (cuyo beta es conocido) de similar perfil de riesgo. En el caso chileno, este parámetro es uno de los que ofrece mayores desafíos en su cálculo, pues, ¿qué otro sector (cuyo beta sea conocido) está expuesto a los mismos niveles de riesgo que el sector de transmisión eléctrica en Chile, el cual es regulado mediante una metodología específica como la del VNR? En la metodología de cálculo, se utiliza típicamente un conjunto de compañías reguladas del mismo sector o de sectores similares. No obstante, como se mencionó anteriormente (y se profundizará a continuación), el riesgo de negocios regulados en el mundo (desarrollado) presenta niveles de riesgo menores debido a

¹⁸BCU son bonos emitidos por el Banco Central de Chile mientras que los BTU son bonos de la Tesorería General de la República de Chile.

marcos regulatorios acorde con el del negocio que regulan.

Más aún, mientras gran parte de las empresas de redes eléctricas en el mundo son reguladas mediante principios que permiten limitar los niveles de riesgo a los cuales se encuentran expuestas, por ejemplo, utilizando metodologías de remuneración que reflejen (al menos en parte) la base real de activos de la empresa (RAB o Regulated Asset Base por su sigla en inglés) y su valor de libro¹⁹, en Chile el principio es ignorar los costos de la empresa real y exponerla a un perfil de riesgo más competitivo, haciéndola (de hecho) competir contra los actuales precios de mercado, los cuales son finalmente los que se reflejan en las tarifas. Esto produce que una empresa de transmisión en Chile quede expuesta a variaciones importantes en sus ingresos, que no reflejan realmente los costos históricos del sector.

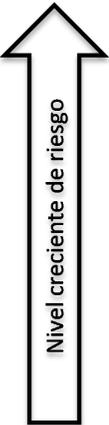
Esto es diametralmente opuesto a lo observado en los sectores de redes eléctricas en países como Australia, Estados Unidos, Finlandia, Francia, Grecia, Polonia, Rumanía, Eslovaquia, República Checa, Colombia, Brasil y, especialmente, en el Reino Unido (solo por nombrar algunos), el cual ha llevado a cabo recientemente mejoras significativas en la regulación de las redes eléctricas. La regulación del Reino Unido, llamada RIIO, es interesante, además, porque reconoce en el cálculo de la tasa de retorno los riesgos asociados al marco regulatorio y a las fórmulas particulares de pago a los cuales se acogen las distintas empresas. Por ejemplo, una empresa puede decidir, ex ante, pasar una mayor parte de sus costos futuros a tarifa, tomando menos riesgos. En estos casos, la empresa recibe un menor premio por riesgo. En el caso contrario, si la empresa decide tomar más riesgos, con una tarifa menos responsiva a los costos reales de la empresa a futuro, ésta recibirá un aumento en su tasa de retorno. Esto demuestra como regulaciones avanzadas han reconocido de forma explícita la relación que existe entre el marco regulatorio, sus riesgos para los inversionistas, y la tasa de retorno regulada. Más aún, es reconocido que la regulación por Valor Nuevo de Reemplazo o VNR crea niveles de riesgos para los inversionistas que van más allá del común de los negocios regulados. En algunos textos regulatorios, de hecho, el riesgo asociado a este tipo de regulación es catalogado como inaceptable para los inversionistas. Todo lo anterior significa que no es correcto utilizar el beta de otras empresas reguladas para aplicarlo a una empresa eléctrica en Chile, inhabilitando en la práctica usar la metodología CAPM. El perfil de riesgo que enfrenta una empresa de transmisión en Chile sería, por diseño, el de una empresa que enfrenta competencia, ya que el mismo diseño regulatorio así lo establece. A continuación, a modo de referencia, se presentan los betas y las tasas resultantes de retorno ilustrativas

¹⁹Por ejemplo, la estructura tarifaria predominante en Europa es en base a RAB. Ver [19].

de varias actividades reguladas y no reguladas en varios países del mundo (incluyendo Estados Unidos, Canadá, México, Brasil, y países de Europa y Asia). A modo ilustrativo, la Tabla 1 muestra que las variaciones del parámetro beta, que influye directamente en el cálculo de la tasa de retorno, puede presentar variaciones de hasta más de 4 veces, desde valores como 0.32 hasta 1.42, dependiendo del nivel de riesgo de la actividad. Así, bajo una regulación como el VNR, es probable que sea más apropiado utilizar el beta asociado a una industria competitiva que el valor asociado a una industria que es regulada como un monopolio más convencional.

Tabla 1: Niveles de riesgo sistemático (o beta) y tasa de retorno ilustrativa (calculada como $3\% + \beta \times 7\%$)²¹.

Industria	Tamaño de la muestra	Beta (desapalancado)	Tasa de retorno ilustrativa según beta
Industria química	6	1.42	12.97%
Computación (hardware)	57	1.41	12.89%
Industria farmacéutica	237	1.32	12.26%
Retail (Online)	79	1.30	12.09%
Software (Internet)	44	1.25	11.78%
Tabaco	17	1.09	10.60%
Metales y minería	94	1.01	10.05%
Material de construcción	42	0.88	9.15%
Energía convencional (carbón)	23	0.78	8.43%
Energías verdes	21	0.77	8.41%
Restaurant	78	0.63	7.41%
Transporte aéreo	18	0.61	7.27%
Distribución de petróleo y gas	20	0.61	7.26%
Hospitales	34	0.55	6.85%
Utility (agua)	19	0.32	5.25%



En conclusión, la metodología de CAPM tiende a subestimar de forma sistemática el valor efectivo en la tasa de retorno de una empresa de transmisión en Chile, debido a que no se considera la diferencia entre el riesgo en una industria cuyas tarifas son reguladas por VNR y una regulada con los métodos usuales en la industria de transmisión. Esto se debe a que no se reconoce el nivel de riesgo efectivo que enfrentan los inversionistas de redes eléctricas en Chile producto de las particularidades de la regulación por VNR. Es importante mencionar que, aunque la fórmula del CAPM va acompañada de un valor piso y techo (7 y 10% respectivamente después de impuesto), esto no elimina su sesgo sistemático en la estimación de la tasa de retorno a remunerar. Como

²¹Estas tasas ($r_f = 3\%$ y $PRM = 7\%$) debieran variar por país, pero, para efectos ilustrativos, se ha escogido valores constantes. Datos de betas disponible en [4].

se ha mencionado anteriormente (y se ahonda en la Sección 4), el riesgo adicional que enfrentan las empresas reguladas debido a la regulación por VNR dejó de ser justificable al comenzar la planificación central de la transmisión. El hecho de seguir utilizándolo es un error regulatorio, que se ve amplificado cuando se utilizan betas de países en que estos riesgos no existen.

3.1.4. Riesgos regulatorios

Los procesos de regulación de tarifas están influenciados por presiones de distintos grupos de interés. Las empresas desean que los valores sean los más altos posibles, y, el regulador, como agente de los usuarios, desea que sean lo más bajas posibles. En general, un modelo regulatorio intenta que el equilibrio de este juego se acerque lo más posible al mínimo valor que permite que la empresa realice las inversiones necesarias para ofrecer la calidad de servicio definida en la normativa. El resultado de estas presiones es un valor con cierto riesgo, pero es un tipo de riesgo conocido por las empresas reguladas y por el regulador (así como por los análisis de la literatura especializada). En el caso de procesos regulatorios bien concebidos, este riesgo no debería representar un costo excesivo para las partes. Los costos reales aparecen cuando una de las partes aprovecha alguna condición o deficiencia del sistema para obtener una renta sobrenormal, en el caso de la empresa o una apropiación injusta, en el caso del regulador.

Efectos que favorecen la aparición de rentas

A menudo, cuando ciertos aspectos regulatorios no están bien concebidos, se prestan para la aparición de rentas indeseadas. Reiterando un ejemplo anterior, nuestro procedimiento de remuneración de instalaciones y equipos mantiene la remuneración de una instalación pese a haber cumplido su vida útil, pese a que ya se han pagado las anualidades que costean el costo de inversión. El objetivo es que una instalación que aún presta servicios en forma eficiente siga utilizándose y no se le reemplace en forma adelantada. Esto ocurre porque, a menudo, las vidas útiles contables no son equivalentes a las vidas útiles económicas (como se describen en las secciones 3.2.1.2 y 4.3 sobre el tema).

Un esquema que continúa pagando la anualidad cuando la vida útil se ha cumplido genera una sobre-renta, porque el valor de los activos ya fue pagado. En general, las vidas útiles económicas solo las puede determinar la empresa, porque un mismo equipo con la misma antigüedad puede estar mucho menos solicitado en una zona que en otra, o estar en mejores condiciones o

simplemente porque la vida útil promedio de ese activo está subestimada por la autoridad regulatoria. Por lo tanto, pese a ser equivalentes en características nominales y antigüedad, tienen diferentes vidas útiles efectivas. A la empresa se le debe ofrecer un ingreso por conservar el activo hasta que sea económicamente eficiente su reemplazo, pero esta renta puede ser menor que el AVI (esto se discute en la Sección 4.3).

Como se ha mencionado antes, uno de los problemas de la aparición de sobre-rentas es que tienden a deslegitimar el procedimiento regulatorio. Esto puede llegar a producir una respuesta del regulador en la forma de una expropiación regulatoria, que se describe a continuación.

Expropiación regulatoria

La expropiación regulatoria consiste en la apropiación de parte del retorno esperado del concesionario luego que este ha realizado sus inversiones y no tiene la opción de retirarlas. Esto puede ocurrir por presión política a favor de los usuarios, cuando el regulador no posee suficiente independencia. Un ejemplo es lo que ocurrió con las tarifas de servicios públicos en Chile hasta antes de la implementación de la regulación por incentivos (es decir antes de la década de 1980), que usualmente solo pagaban los costos operacionales, impidiendo que las empresas de telecomunicaciones, por ejemplo, invirtieran y prestaran un servicio adecuado a la demanda²².

Algunos elementos de expropiación regulatoria recientes son los préstamos forzosos que las empresas de distribución han debido incurrir por las leyes que prohíben el corte de servicio sin compensación por intereses por mora. Esas medidas aumentan el riesgo percibido de las inversiones y, por lo tanto, el retorno que se requiere para invertir.

Con el fin de evitar confusiones, se debe señalar que una multa por mala calidad de servicio (violando la norma técnica) no corresponde a una expropiación regulatoria. En cambio, si hay expropiación regulatoria si la normativa de calidad se ha hecho más exigente, pero no se ha elevado la remuneración a los activos para permitir las inversiones que requiere la nueva calidad de servicio.

²²En [7] se señala que con anterioridad a 1973: “*El Estado y el público se quejaban continuamente de la obsoleta tecnología de la CTC, debido a la lentitud para establecer nuevas tecnologías de larga distancia. Por su parte, la CTC se quejaba porque su rentabilidad era menor a la estipulada en el contrato-ley*”, p.8.

4. Discusión y propuestas

La tarificación por VNR consiste en utilizar precios de mercado en lugar de los precios/costos efectivamente incurridos (e.g., Valor Libro) para valorizar las instalaciones. Específicamente, la valorización de una instalación consiste en la suma de los productos entre el vector de precios y el vector de cantidades de las distintas componentes de la instalación. El mecanismo de VNR utiliza un vector de precios distinto de los costos efectivamente incurridos, ya que usa los precios de mercado en el momento del control regulatorio, y asume activos nuevos. Aunque este marco crea riesgos para las empresas reguladas (i.e., incurrir en costos mayores a los reconocidos en tarifa), la ventaja de este marco tarifario es que incentiva a la empresa a tomar decisiones de expansión de forma eficiente, comprando al mejor precio posible y seleccionando las tecnologías más eficientes para entregar el servicio de transporte deseado. No obstante, en Chile, las modificaciones de la regulación de la transmisión han ido entregando las decisiones de inversión de los segmentos nacional y zonal a un planificador central, la Comisión Nacional de Energía. En este contexto, es relevante reflexionar acerca del rol que cumple realmente el VNR en la eficiencia del sector.

En el marco en donde las decisiones de expansión permanecen con la empresa, la valorización por VNR traspasa riesgos a la empresa, lo que incentiva la inversión eficiente. La empresa debe invertir cuidadosamente porque los activos serán valorizados en el futuro a precios competitivos de mercado, distintos a los costos efectivamente incurridos. Como se explicó en la Sección 2, en este caso, el traspaso de riesgo a la compañía cumple un rol esencial: promover eficiencia en la inversión para la provisión del servicio de transporte eléctrico y simular el resultado de una industria en competencia. En el actual marco, en cambio, las decisiones de inversión son centralmente planificadas. Por lo tanto, el traspaso de riesgo a las empresas solo crea un alza en el costo del capital, lo que finalmente se traspasa a precio. Por lo tanto, es posible concluir que la aplicación de la tarificación por VNR no crea beneficios cuando se acopla a planificación central y, más bien, crea ineficiencias. El consenso internacional es que, si las decisiones de inversión son centralmente planificadas, se debería limitar el traspaso de riesgo en la valorización de sus activos. De esta forma, se pueden alcanzar menores costos de capital, manteniendo la eficiencia tanto en el diseño de la red (planificación centralizada) como en la construcción de las instalaciones (dado que se trata de licitaciones abiertas).

Un argumento a favor de la regulación por VNR actual se relaciona con los reemplazos. Estas decisiones se mantienen en manos de las empresas, por lo que el VNR entrega incentivos a un reemplazo eficiente. Dado que desacopla los ingresos de los costos, la empresa está incentivada a minimizar sus costos. Hay dos costos que la empresa debe contrastar: los costos de inversión asociados al reemplazo, y los mayores costos por multas asociados a las fallas en la calidad de suministro sumados a los mayores costos de mantenimiento y operacionales de los equipos. Si las multas reflejan adecuadamente el costo de falla que sufre la sociedad, las decisiones de reemplazo de inversión de la empresa serán idénticas a las decisiones de un planificador social benevolente plenamente informado.

Este no es el mejor mecanismo para conseguir el objetivo de un reemplazo eficiente. Se pueden replicar sus niveles de eficiencia en las decisiones de reemplazo a un costo menor para los usuarios. En la siguiente sección, se propone un mecanismo sencillo que corrige el problema de los reemplazos sin depender de una tarificación por VNR que altera los ingresos en forma aleatoria cada 4 años. Además, el beneficio por reemplazo eficiente no compensa los mayores costos debido al riesgo de valorización de activos que genera el mecanismo de VNR.

A la luz de los antecedentes anteriores, existe suficiente evidencia para recomendar los siguientes cambios en el esquema actual de VNR:

- Minimizar el traspaso de riesgos a la empresa producto de una valorización aleatoria del VI cada 4 años en un modelo con decisiones de inversión centralizadas.
- Minimizar la sobre-renta asociada a instalaciones que se siguen pagando más allá de la vida útil definida por el regulador.

Las dos recomendaciones anteriores llevan a una tercera recomendación asociada al valor inicial (VI) de los activos existentes. A continuación, se desarrollan estas tres recomendaciones con mayor detalle.

4.1. Minimizar los niveles de riesgo a traspasar a la empresa

Con los antecedentes anteriores, proponemos modificar la Ley para reducir la incertidumbre del actual sistema de valoración de activos. La razón de esta recomendación es que, como se ha señalado anteriormente, cuando existe planificación central de la transmisión, ese riesgo no mejora los incentivos a realizar inversiones eficientes (más allá de la minimización de costos de las inversiones requeridas por el planificador), pero aumenta los costos de capital. Si la valoración de activos ya no depende de su valor nuevo de reemplazo y solo

enfrenta riesgos debido a la variación de tasas de descuento en el periodo, el retorno requerido de las inversiones es menor. La primera propuesta consiste en fijar un valor inicial para el VI de las instalaciones existentes, manteniendo dicho valor en el tiempo.

Para definir los valores iniciales de VI, proponemos utilizar como referencia los resultados de las licitaciones de las obras de ampliación, como se explicará en la siguiente subsección.

Con respecto a la duración de los pagos, las instalaciones solo percibirían la anualidad hasta el completar su vida útil regulatoria. Por lo tanto, se debe establecer la antigüedad de las instalaciones existentes en el VI del año base, lo cual en otros países ha requerido una negociación compleja²³. El nuevo mecanismo de valoración tiene menor riesgo, lo que permitiría que las empresas aumenten su apalancamiento y aumenten su retorno, un factor que se debe considerar al estimar las tasas de retorno.

Tanto la determinación de los VI iniciales, como el mecanismo para minimizar las sobre-rentas post vida útil, se detallan a continuación.

4.2. Estimación de los valores de inversión iniciales: Uso de resultados de licitaciones

Existe información de dos tipos de licitaciones que se podría utilizar para determinar los precios de mercado y así valorizar los activos existentes: las licitaciones de obras nuevas y las de obras de ampliación. Alternativamente, en lugar de eliminar el estudio de mercado, los resultados de las licitaciones se podrían utilizar para desarrollar cotas entre las cuales podrían ubicarse los resultados del estudio, lo que daría más confiabilidad a sus resultados. A continuación, se desarrolla la idea de utilizar los resultados de las licitaciones para construir los VIs de los activos existentes. En el caso de obras nuevas, el valor obtenido en la licitación es el Valor Anual de la Transmisión (VATT). Este valor es la menor suma de la Anualidad del Valor de Inversión (AVI) más los costos de operación y mantenimiento (COMA) ofrecidos en la subasta. Este VATT se mantiene constante durante 5 períodos tarifarios; luego la obra pasa al régimen general de VNR.

En el caso de obras de ampliación, la empresa constructora ganadora es la que ofrece el menor Valor de Inversión (VI), el cual es remunerado por la empresa de transmisión. Este VI permanece constante por cinco periodos tarifarios en el cálculo de la tarifa (AVI+COMA). La anualidad del valor de

²³Una posibilidad sería que las empresas de transmisión pudieran entregar la edad de sus instalaciones en forma creíble (lo que se podría verificar mediante un muestreo aleatorio), lo que permitiría reconstruir correctamente las edades.

inversión (AVI), se obtiene utilizando la tasa de retorno del estudio de valoración correspondiente al periodo tarifario y el COMA proviene del mismo estudio. Por lo tanto, el VATT en el caso de ampliación tiene más riesgo que en el caso de obras nuevas. Dado que el VI de las obras de ampliación se mantiene constante por cinco periodos tarifarios, debería enfrentar menor riesgo que en el caso de las obras sujetas a VNR, en que no solo la tasa, sino que el VI también tiene riesgo²⁴.

Un primer dilema es determinar si utilizar los datos de las obras de ampliación o las de obras nuevas. Esto es importante, porque al comparar los resultados se observa que los valores AVI de adjudicación de obras nuevas recientes son muy inferiores a los valores referenciales, como se muestra en la Tabla 2. Este resultado no es explicado por unos pocos casos, porque en 49 de las 53 obras nuevas adjudicadas, el valor referencial es superior al VATT adjudicado. Los pocos casos restantes corresponden a proyectos pequeños, con VATTs solo un poco mayores que los referenciales. Es decir, las diferencias entre los valores referenciales y los resultados de las licitaciones por obras nuevas son significativas.

Por el contrario, en el caso de obras de ampliación, la Tabla 2 muestra que la diferencia es la contraria: los valores referenciales son significativamente menores que los valores adjudicados. Tampoco esto se explica por unos pocos casos. De los 129 casos adjudicados, solo 12 tienen un valor menor al referencial, y la diferencia en esos casos es de menos de un 10%. Por el contrario, los restantes casos tienen diferencias muy importantes con el valor referencial, incluso cuando hay varios participantes en las licitaciones²⁵. Por lo tanto, se puede concluir que los VI obtenidos en subastas son significativamente mayores que los VI referenciales en el caso de obras de ampliación.

Tabla 2: Diferencia entre valores referenciales y valores adjudicados.

Tipo de obras	VI o VATT Referencial	VI o VATT Adjudicado	Diferencia
Ampliación	428.9	582.3	36 %
Nuevas	154.6	81.4	-47 %

Nota: Decretos N° 418-2017, N° 294-2018, N° 198-2018, N° 422-2017, N° 231-2019, Decreto 4-2021, Decreto 13-2020.

A primera vista, parecería más probable que los valores referenciales sean menores que los de las subastas en el caso de obras nuevas. En las obras

²⁴No existe un motivo para suponer que haya alguna correlación que reduzca el riesgo entre las distintas variables que componen el VI de las obras existentes, con la tasa de descuento.

²⁵Es decir, el mayor valor persiste aún con competencia en las subastas y no se debe a la menor competencia en el caso de obras de ampliación.

nuevas, especialmente cuando se trata de líneas de transmisión, hay más riesgos en el proceso constructivo: hay riesgo de retrasos debidos a los Estudios de Impacto Ambiental (EIA), oposición local, dificultades con las servidumbres, y otros costos socioambientales. Estos son mayores que en el caso de obras de ampliación, que, en muchos casos, consisten en aumentar la capacidad de una subestación existente, hacer un cambio de conductores, o modificar pequeños tramos de líneas. Este aspecto debería elevar los costos de obras nuevas por sobre el referencial, en comparación con las obras de ampliación. Sin embargo, como se observa en la Tabla 2, los VATT de los proyectos nuevos resultan inferiores a los referenciales, en promedio.

Entonces, ¿Qué podría explicar esta diferencia en los resultados de las subastas? Una posibilidad es que las subastas de obras de ampliación sean menos competitivas que las de obras nuevas. Un examen rápido indica que hay más participantes por licitación en el caso de obras nuevas. Sin embargo, en un número importante de subastas de obras de ampliación, hay tres o más interesados. En general en esos casos los márgenes sobre el VI referencial son menores, pero esto no es siempre cierto (como uno de varios ejemplos, la diferencia con el VI referencial supera el 50% en las ampliaciones de las subestaciones Graneros y Alameda pese a recibir 5 ofertas cada una). Si se eliminaran de las subastas aquellas en las cuales solo hubo un postulante, el margen de las subastas restantes sigue siendo un elevado 26% por sobre el VI referencial. En las 60 subastas con 3 o más participantes, la diferencia se estrecha, pero sigue siendo un significativo margen de 17.5% sobre el VI referencial. En conclusión, la menor competencia en obras de ampliación es un factor que afecta los márgenes, pero no es determinante en la diferencia observada entre el valor referencial y el valor adjudicado.

En nuestra interpretación, la explicación más plausible para justificar la diferencia observada entre los resultados de las licitaciones/subastas y los valores referenciales es la diferencia en el riesgo en los retornos. El VATT de las obras nuevas es un valor fijo, que se mantiene por 5 periodos tarifarios, por lo que se parece a un bono a tasa fija durante ese período. Esto significa que la empresa puede apalancar el proyecto de forma importante, lo que es especialmente rentable cuando la tasa de interés es baja. Debido a la competencia en las licitaciones, este efecto se refleja en ofertas de VATT más agresivas. Si este hecho no está considerado en los valores referenciales de las obras nuevas, los valores de AVI alcanzados en las subastas serán menores a los AVI que se obtienen de los valores referenciales.

Con respecto a las obras de ampliación, las subastas son sobre el VI (y no sobre el VATT) de las obras. Si el costo de capital ponderado de la empresa (WACC) es mayor que el costo de capital regulado, el único mecanismo para

traspasar este mayor costo es a través de un mayor valor de oferta, lo que explica que el VI de las licitaciones de obras de ampliación sea mayor al referencial. Algo similar ocurre con la infraestructura existente, con la diferencia que en este caso no es posible traspasar el mayor costo debido a riesgo a un mayor valor de los activos. Es importante considerar, también, la similitud entre el perfil de riesgo de los ingresos en el régimen de VNR de obras existentes y el del régimen de obras de ampliación. Por todo esto, se recomienda utilizar como referencia para la valorización de activos existentes los resultados de obras de ampliación y no los resultados de obras nuevas. Esto se aborda en mayor detalle a continuación.

4.3. Por qué utilizar los resultados de licitaciones de obras de ampliación

Durante los primeros cinco períodos tarifarios, la remuneración de las inversiones en obras nuevas y en ampliaciones siguen criterios distintos del que ocurre con posterioridad, que corresponde al régimen general de VNR. Para comparar los distintos casos (obra nueva y ampliación) haremos un tratamiento separado entre lo que ocurre en los primeros 5 periodos tarifarios y la etapa posterior para una obra del mismo valor. La expresión para el valor de la obra como función de los pagos se muestra en (5).

$$V = \sum_{i=1}^{20} \frac{(VS_z)}{(1+r_z)^i} + VR \quad (5)$$

Donde V es el Valor de la obra, VS_z es el pago anual que recibe el propietario de una instalación, r_z es la tasa de descuento aplicable (debido al riesgo) durante los primeros 20 años, VR es el valor residual, considerando que a partir del sexto proceso tarifario se utiliza el método VNR de remuneración en todos los tratamientos/regímenes. Suponemos que tanto el valor del proyecto como el valor residual son los mismos para todos los tratamientos. Además, el subíndice z se refiere a los distintos tratamientos, es decir: a una obra nueva (N) o ampliación (A).

La tasa aplicable en cada caso corresponde a la tasa WACC, es decir, una tasa ponderada de la tasa de interés de endeudamiento de largo plazo r_z^l y el costo de capital de la empresa r_z^c , en que el ponderador es el factor de apalancamiento, que denominamos α , de manera que la tasa aplicable es:

$$r_z^w = \alpha r_z^l + (1 - \alpha)r_z^c, \quad z = N, A^{26} \quad (6)$$

Para simplificar, supondremos que el costo de capital es el mismo, y que ambas empresas tienen acceso a endeudamiento de largo plazo a la misma tasa²⁷. Así, la diferencia entre ambos casos es que el apalancamiento puede ser mucho mayor (más cercano a uno) si la empresa tiene asegurado un flujo de ingresos permanente por los 5 primeros períodos tarifarios que si enfrenta el riesgo de tasa de interés asociado al VI de una obra de ampliación. Dado que el endeudamiento de largo plazo tiene tasas menores que el costo de capital de las empresas, se tiene que la tasa de descuento utilizada para descontar flujos es menor en el caso de obras nuevas, es decir: $r_N^w < r_A^w$. Usando la expresión (5), esto significa que $VS_N < VS_A$. La Figura 6 ilustra el valor de VS_z para distintas tasas r_z^w . Es notable observar que la disminución de 1 punto porcentual en la tasa WACC (en la vecindad de $r_z^w = 7\%$) lleva a una disminución en torno al 8% en el valor de VS_z . Esto quiere decir que a mayor apalancamiento (que permite reducir la tasa WACC r_z^w), el mismo VI (\$100 en la Figura 6) se puede recuperar mediante pagos anuales más reducidos.

Por lo tanto, en el caso que la autoridad regulatoria no considera las diferencias en el riesgo de la remuneración entre obras nuevas y de ampliación, las valorizaciones de infraestructura calculadas a partir de los resultados de ambas subastas serán distintas, con valorizaciones significativamente menores para el caso de las obras nuevas. Recordemos, además, que los mayores riesgos constructivos en obras nuevas (dificultades por servidumbres, conflictos medioambientales, etc.) harían suponer que las valorizaciones de estas obras debieran ser mayores, lo que muestra la importancia del diferencial de tasas efectivas.

Otro punto importante a considerar son los niveles de riesgos asociados a los pagos entre los distintos regímenes (existente, ampliación, nuevo) y como esto se debiera ver reflejado en el nivel de remuneración anual. Así, comparemos el riesgo que enfrenta un activo de una obra de ampliación con el que enfrenta un activo bajo el proceso VNR. El retorno en cada período tarifario depende de dos variables aleatorias, que suponemos independientes: la valoración del activo (VI constante en el caso de obras de ampliación) y la

²⁶Por simplicidad, hemos omitido el efecto de la tasa de impuestos (T) que reduciría la tasa WACC si la empresa está apalancada, ya que un factor $(1 - T)$ debe multiplicar la tasa de interés de endeudamiento en (6).

²⁷No solo se trata, como en el ejemplo, de mayor capacidad de apalancamiento. Hay argumentos para suponer que ambas tasas (r_z^l y r_z^c) pueden ser menores en el caso de obras nuevas que en el de obras de ampliación: i) las obras nuevas a menudo son utilizadas para ingresar a un nuevo mercado, y utilizar una menor tasa de costo de capital es una inversión de entrada, ii) a menudo empresas internacionales con interés en ingresar al mercado tienen mejores condiciones en créditos de largo plazo que las empresas chilenas que usualmente realizan las obras de ampliación.

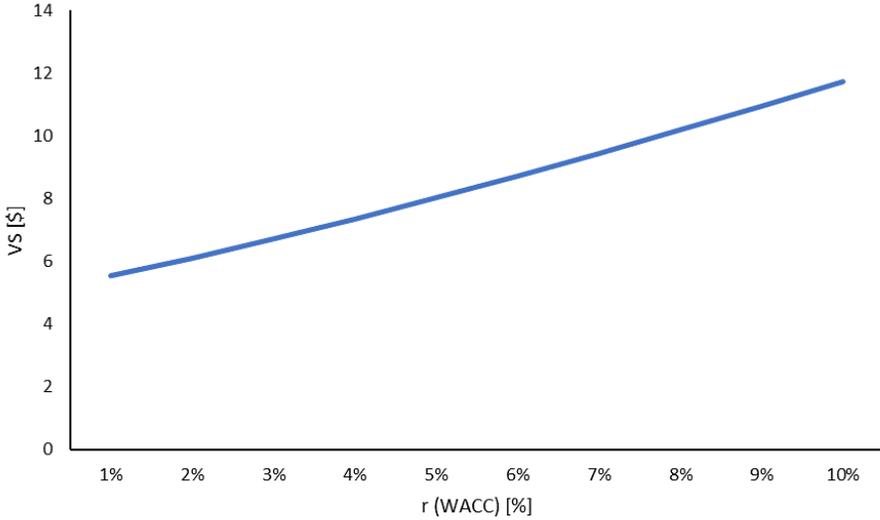


Figura 6: Valor de la anualidad en función de la tasa de descuento para un activo de $VI = \$100$ y vida útil de 20 años ($VR = 0$).

tasa de retorno en el periodo tarifario (r). Supongamos que la esperanza y la varianza en la valoración del activo bajo VNR son μ, σ^2 , respectivamente, y que la esperanza y varianza de la tasa de interés son ν, τ^2 , respectivamente. La varianza de los pagos bajo VNR es la varianza del producto, es decir: $Var(VS_V) = \sigma^2\tau^2 + \sigma^2\nu^2 + \tau^2\mu^2$ ²⁸. En el caso de obras de ampliación, no existe varianza del valor de la instalación durante los cinco primeros períodos tarifarios y solo existe varianza de la tasa de interés/retorno, por lo que la varianza de los pagos se reduce a $Var(VS_A) = \tau^2\mu^2$. Dado que los elementos de la primera suma son positivos, se tiene $VAR(VS_V) > VAR(VS_A)$. Esto muestra que hay más riesgo en el retorno bajo VNR que en el retorno asociado a las obras de ampliación para obras de igual valor real, por lo que el retorno asociado debería ser mayor. Así, los pagos anuales bajo distintos regímenes debieran respetar la siguiente desigualdad:

$$VS_V > VS_A > VS_N$$

La conclusión es que las remuneraciones asociadas a las subastas de obras de ampliación son más cercanas a las remuneraciones que deben recibir las obras bajo VNR. Los VATT obtenidos en las subastas de obras nuevas pre-

²⁸Para X e Y variables aleatorias independientes, entonces: $VAR(XY) = (VAR(X) + E(X)^2) \times (VAR(Y) + E(Y)^2) - E(X)^2 \times E(Y)^2$. Asumiendo que $VS_V \cong VNR \times r$, entonces: $Var(VS_V) = (\sigma^2 + N^2)(\tau^2 + \nu^2) - N^2\nu^2$.

sentan un perfil de riesgo menor, lo que hace que los valores ofertados sean significativamente menores.

Es un error, por lo tanto, usar la relación entre valores referenciales y resultados obtenidos en subastas de obras nuevas para ajustar los valores de VNR. Esto es importante porque, aparentemente, la CNE ajustó los valores en su estudio de valoración de activos a los valores obtenidos en las subastas de obras nuevas, por lo que los resultados de los estudios dieron valores significativamente más bajos. De hacerse un ajuste, es más apropiado considerar los resultados de las obras de ampliación, teniendo la precaución de seleccionar los valores en las licitaciones con suficientes participantes para suponer que existe competencia.

Chilquinta ha realizado el siguiente experimento para mostrar este efecto: ha utilizado la metodología de la CNE para determinar el valor de algunos activos de obras de ampliación recientes y los ha contrastado con los VI referenciales que tuvieron en su momento y el valor obtenido en la licitación. La Tabla 3 muestra estos resultados.

Tabla 3: Contraste entre VI Referencial Original, VI Adjudicado y VI según Modelo CNE, obras de ampliación. Fuente: Chilquinta.

Instalaciones	VI Referencial	VI Adjudicado	VI modelo CNE	Diferencia VIR/VICNE	Diferencia
					VIA/VICNE
Ampliación en S/E Agua Santa	9,632	11,096	8,810	-9%	-21%
Ampliación en S/E Bosquemar	2,001	2,305	1,440	-28%	-38%
Ampliación en S/E Placilla	1,814	2,090	1,539	-15%	-26%
Ampliación en S/E San Antonio	2,498	2,877	2,427	-3%	-16%
Ampliación en S/E Alto Melipilla	10,020	12,194	7,641	-24%	-37%

Como se observa en la Tabla 3, los valores del modelo CNE son incluso inferiores a los valores referenciales, sin considerar que esos valores no son realistas dado los valores adjudicados. La CNE ha sostenido que los resultados del pasado no son aplicables, pero este argumento no se aplica a los ejemplos, que corresponden a licitaciones recientes. Además, salvo el costo de los materiales y del capital, que tiene variaciones sin una dirección clara en los últimos años, los demás factores de costo son todos crecientes en el tiempo. Por lo tanto, es difícil concluir que los valores obtenidos en las obras de ampliación (que son una mejor representación de los valores VNR que los resultados de obras nuevas) hayan tenido la caída que aparece en el cuadro. Por el contrario, el ajuste realizado a los valores referenciales en la nueva metodología de la CNE parece haberse basado en los resultados de subastas de obras nuevas.

4.4. Reemplazos eficientes

Como se mencionó anteriormente, es posible demostrar que la empresa realizará un reemplazo eficiente de los activos que vayan envejeciendo, debido a que los ingresos están desacoplados de las decisiones de reemplazo, permitiendo igualar el punto donde la empresa maximiza sus utilidades con el punto de mínimo costo. No obstante, aunque la regulación actual incentiva un reemplazo eficiente, permite, a la vez, una sobre-renta para la empresa cuando la vida útil efectiva del activo supera la vida útil regulatoria. La solución evidente a este problema es reducir de forma automática la remuneración del activo antiguo una vez cumplida su vida útil regulada. Se propone remunerar con un monto algo superior al COMA, y, así, entregar una pequeña renta a la empresa, mucho menor que la que se obtiene con el mecanismo actual, que continúa pagando el costo de un activo ya pagado. Este margen permitirá que la empresa prefiera mantener el activo si es económicamente eficiente no reemplazarlo. Estos márgenes deben ser pequeños, pero deben existir para no poner en riesgo la señal de eficiencia. Esto se puede como un porcentaje del AVI, que remunera a la empresa una vez cumplida la vida útil del activo. Cuando la empresa decida reemplazar el activo, la remuneración debería volver a ser el AVI. Esta propuesta mantiene el valor del VI en el tiempo, y solo modifica el ponderador del AVI para activos que han superado su vida útil regulatoria.

El pago al activo sería igual a $\alpha \times AVI + COMA$, donde $\alpha = 100\%$ para activos que no han cumplido su vida útil y $\alpha < 100\%$ para activos cuya edad es mayor a la vida útil regulatoria. En el caso de ser necesaria una revisión de este AVI para la obra de reemplazo (por ejemplo, si la nueva obra de reemplazo es significativa), dicha obra se podría tratar de la misma forma como actualmente se tratan las ampliaciones, permitiendo actualizar el valor del VI de forma eficiente mediante licitaciones.

5. Conclusiones

Este documento analiza el mecanismo regulado para remunerar las redes de transmisión en Chile, con un particular foco en la metodología de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) que se utiliza para remunerar las instalaciones existentes. El análisis considera, también, la consistencia entre la regulación de la remuneración y la planificación centralizada de redes, ya que uno de los principales objetivos de la remuneración por VNR es promover inversiones eficientes en la red.

Del análisis detallado en este informe es posible concluir lo siguiente:

- El mecanismo de VNR expone a los inversionistas a una serie de riesgos producto de una valorización de los activos existentes/hundidos que varía cada 4 años.
- En términos generales, asignar estos riesgos al inversionista puede ser razonable si esto promueve la eficiencia (por ejemplo, en casos en que las empresas deciden sus expansiones).
- Dado que las decisiones sobre obras nuevas y de ampliación son mandadas por la Comisión Nacional de Energía (CNE) y que la metodología de VNR se aplica a infraestructura ya hundida, los riesgos asociados a la actualización del VNR (cada 4 años) y traspasados a la empresa para crear señales de eficiencia no tienen justificación desde un punto de vista teórico²⁹.
- Este traspaso de riesgos sólo crea ineficiencias al aumentar el costo del capital para los inversionistas.

Esto se traduce, eventualmente, en una mayor tarifa/precio para el consumidor. Por lo tanto, es recomendable, siguiendo la teoría y las mejores prácticas internacionales, minimizar estos riesgos para la empresa, ya que no son controlables por ella.

Junto con esta última recomendación, es necesario minimizar las potenciales sobre-rentas que perciben las empresas debido a que se sigue remunerando, con las mismas anualidades, a instalaciones que superan su vida útil. Para esto, se propone un mecanismo de remuneración que reduce estas sobre-rentas sin eliminar la señal de eficiencia que permite el reemplazo eficiente de las instalaciones³⁰. Esto promueve que se sigan utilizando las instalaciones mientras los costos de operarlas sean menores que el costo producto de fallas y de empeoramiento de la calidad de suministro.

²⁹De hecho, en la opinión de los autores, la valorización por VNR se heredó erróneamente de la anterior regulación. Esto es un error porque el actual marco de planificación y de remuneración no son compatibles (en el antiguo marco de la subtransmisión, por ejemplo, efectivamente las empresas decidían la expansión de sus redes y la planificación realizada durante el proceso tarifario no era vinculante).

³⁰Las decisiones de reemplazo (realizadas una vez que los activos han cumplido su vida útil) permanecen en manos de las empresas, lo cual podría estimarse como una justificación para mantener el mecanismo de VNR. En opinión de los autores, esta justificación es insuficiente, dado que el costo del riesgo originado por el mecanismo de remuneración es significativamente superior a sus beneficios. Además, proponemos una manera eficiente de tratar el reemplazo de activos antiguos simple y consistente con los principios regulatorios (ver propuesta en Sección 4.3).

Es importante reducir en forma paralela tanto las sobre-rentas como los riesgos excesivos asociados a valoración por VNR. En la opinión de los autores, uno de los problemas que genera la existencia de sobre-rentas es que tienden a deslegitimar el procedimiento regulatorio, lo que podría llevar al regulador a adoptar prácticas que implican expropiación regulatoria.

Como reemplazo al VNR, se propone una valorización fija (no cambiante en el tiempo) para los activos existentes. Esta valoración debería reducirse al cumplirse la vida útil contable y hasta que sea reemplazado por un activo nuevo. Esto requiere llevar una contabilidad de la base de activos y sus antigüedades, la que ya se posee en forma parcial. Nuestra propuesta se detalla en este documento.

Finalmente, el reemplazo del VNR por una valorización fija requiere definir los Valores de Inversión (VI) iniciales para las instalaciones existentes. Este documento demuestra (tanto teóricamente como en base observaciones empíricas de los resultados de las licitaciones) cómo usar los resultados de licitaciones de obras para cumplir este objetivo. Observamos que, incluso en subastas con varios participantes, el valor de las obras de ampliación es mayor que el valor de referencia, y que lo contrario ocurre en el caso de obras nuevas. La explicación es que el perfil de riesgo de la remuneración es mucho menor en el caso de obras nuevas (que se parecen a un bono durante el periodo de invariabilidad) que en el caso de obras de ampliación³¹. El perfil de riesgos bajo VNR es más parecido al de las remuneraciones de obras de ampliación. Por ello, sugerimos que es inapropiado ajustar los valores de inversión usando valores observados en subastas de obras nuevas y que, si se desea ajustar los valores de referencia, es más apropiado hacerlo usando los resultados de las licitaciones de las obras de ampliación. Otra alternativa para fijar los valores de inversión iniciales de instalaciones existentes es utilizar valores de VNR provenientes de fijaciones tarifarias anteriores que hayan sido aceptados por las partes. Con esto, se consigue el objetivo de minimizar los riesgos de valoración, dado que estos crean ineficiencias y elevan los costos del negocio y, así eventualmente, la tarifa final.

³¹El VATT de las obras nuevas es un valor fijo, que se mantiene por 5 periodos tarifarios, por lo que se parece a un bono a tasa fija durante ese período. Esto significa que la empresa puede apalancar el proyecto de forma importante, lo que es especialmente rentable cuando la tasa de interés es baja. Esto justifica que las ofertas alcanzadas en las subastas de obras nuevas sean menores a los valores de referencia, en contraste con lo que ocurre en el caso de obras de ampliación, en que es el valor de inversión, pero no la remuneración, el que se mantiene constante.

Referencias

- [1] S. K. Abeygunawardane, P. Jirutitijaroen, y H. Xu. Adaptive maintenance policies for aging devices using a markov decision process. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3):3194–3203, 2013.
- [2] D. Alvarado, R. Moreno, M. E. Orchard, y D. S. Kirschen. Cost-benefit analysis of maintenance plans: Case study of the power system of a large industrial facility. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2022.
- [3] H. Averch y L. L. Johnson. Behavior of the firm under regulatory constraint. *The American Economic Review*, 52(5):1052–1069, 1962.
- [4] A. Damodaran. Betas by sector (us), nov 2022. Disponible en http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html.
- [5] E. Engel, R. Fischer, y A. Galetovic. Licitación de carreteras en Chile. *Estudios públicos*, (61), 1996.
- [6] E. M. Engel, R. D. Fischer, y A. Galetovic. Least-present-value-of-revenue auctions and highway franchising. *Journal of political economy*, 109(5):993–1020, 2001.
- [7] R. D. Fischer y P. Serra. *Efectos de la privatización de servicios públicos en Chile: Casos sanitario, electricidad y telecomunicaciones*. Centro de Economía Aplicada, Departamento de Ingeniería Industrial, Facultad . . . , 2004.
- [8] T. Gómez. Monopoly regulation. En *Regulation of the Power Sector*, páginas 151–198. Springer, 2013.
- [9] W. W. Hogan. Contract networks for electric power transmission. *Journal of regulatory economics*, 4(3):211–242, 1992.
- [10] T. Irwin. Government guarantees: Allocating and valuing risk in privately financed infrastructure project-washington. *DC: International Bank for Reconstruction and Development/World Bank*, 2007.
- [11] J. D. Jenkins y I. J. Pérez-Arriaga. Improved regulatory approaches for the remuneration of electricity distribution utilities with high penetrations of distributed energy resources. *The Energy Journal*, 38(3), 2017.
- [12] P. L. Joskow. Incentive regulation in theory and practice: electricity distribution and transmission networks. *Economic regulation and its reform: What have we learned?*, páginas 291–344, 2014.

- [13] J.-J. Laffont y J. Tirole. A theory of incentives in regulation and procurement, 1993.
- [14] C. Matamala, R. Moreno, y E. Sauma. The value of network investment coordination to reduce environmental externalities when integrating renewables: Case on the chilean transmission network. *Energy Policy*, 126:251–263, 2019.
- [15] R. Moreno, B. Bezerra, H. Rudnick, C. Suazo-Martinez, M. Carvalho, A. Navarro, C. Silva, y G. Strbac. Distribution network rate making in latin america: An evolving landscape. *IEEE Power and Energy Magazine*, 18(3):33–48, 2020.
- [16] R. Moreno, M. Panteli, P. Mancarella, H. Rudnick, T. Lagos, A. Navarro, F. Ordonez, y J. C. Araneda. From reliability to resilience: Planning the grid against the extremes. *IEEE Power and Energy Magazine*, 18(4):41–53, 2020.
- [17] Ofgem. *Handbook for implementing the RIIO model*. Ofgem London, 2010. Disponible en https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2010/10/riio_handbook_0.pdf.
- [18] D. Papadaskalopoulos, Y. Fan, A. D. Paola, R. Moreno, G. Strbac, y D. Angeli. Game-theoretic modeling of merchant transmission investments. En *Transmission Network Investment in Liberalized Power Markets*, páginas 381–414. Springer, 2020.
- [19] L.-M. Perrin. Mapping power and utilities regulation in europe. *EY Global Power & Utilities Center, EYGM Limited*, 2013. Disponible en: https://erranet.org/wp-content/uploads/2018/04/Mapping_regulation_in_Europe.pdf.
- [20] R. Serrano, M. R. Carvalho, J. C. Araneda, O. Alamos, L. Barroso, D. Bayma, R. Ferreira, y R. Moreno. Fighting against wildfires in power systems: Lessons and resilient practices from the chilean and brazilian experiences. *IEEE Power and Energy Magazine*, 20(1):38–51, 2022.