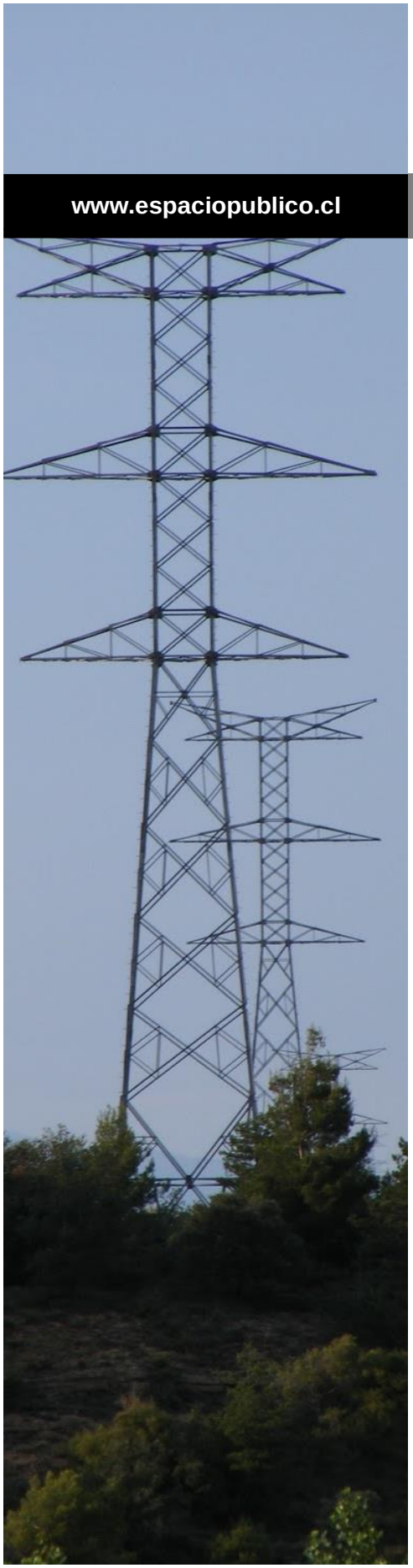


ESPACIO PÚBLICO

14

www.espaciopublico.cl

DOCUMENTO DE REFERENCIA / ABRIL 2014

Propuesta de reforma a la regulación de la transmisión eléctrica en Chile

EDUARDO BITRÁN

Ingeniero Civil Industrial, Universidad de Chile. PhD en Economía, Universidad de Boston. Académido de la Universidad Adolfo Ibañez.

CARLOS SILVA

Ingeniero industrial mención electricidad, Pontificia Universidad Católica de Chile. PhD en Ingeniería Eléctrica, Universidad de Minnesota. Académico de la Universidad Adolfo Ibañez.

MARCELO VILLENA

Ingeniero civil industrial, Universidad de La Frontera. Ph.D en Economía, Universidad de Cambridge. Académico de la Universidad Adolfo Ibáñez.

Los Documentos de Referencia son trabajos que Espacio Público encarga a investigadores, académicos y expertos externos. Los documentos reflejan la visión de los autores y no necesariamente representan la opinión de Espacio Público.

ÍNDICE

1 Introducción 4

2 Tarificación y Planificación del Sector Transmisión en Chile 7

2.1 1982–2004 7

2.2 2004-Presente 9

3 Principales Obstáculos para el Desarrollo de la Transmisión Eléctrica en Chile..... 13

3.1 Planificación troncal sub-óptima 13

3.2 Tarificación ineficiente del troncal 14

3.3 Fallas regulatorias en la implementación de proyectos troncales 15

3.4 Altos costos de coordinación 16

3.5 Fallas de compromiso y el cierre del financiamiento 16

3.6 Costos desmedidos para el establecimiento de servidumbre 18

4 Propuestas de Reformas para el Desarrollo de la Transmisión Eléctrica en Chile .. 19

4.1 Modificaciones a la Definición, Tarificación y Planificación del Troncal 19

4.2 Establecimiento de la Planificación de Transmisión Adicional de Interés Público . 30

4.3 Servidumbre, Expropiación y Ordenamiento Territorial 36

5 Conclusiones 39

6 Referencias 41

7 Anexo: Resumen de Revisión de Experiencias Internacional 43

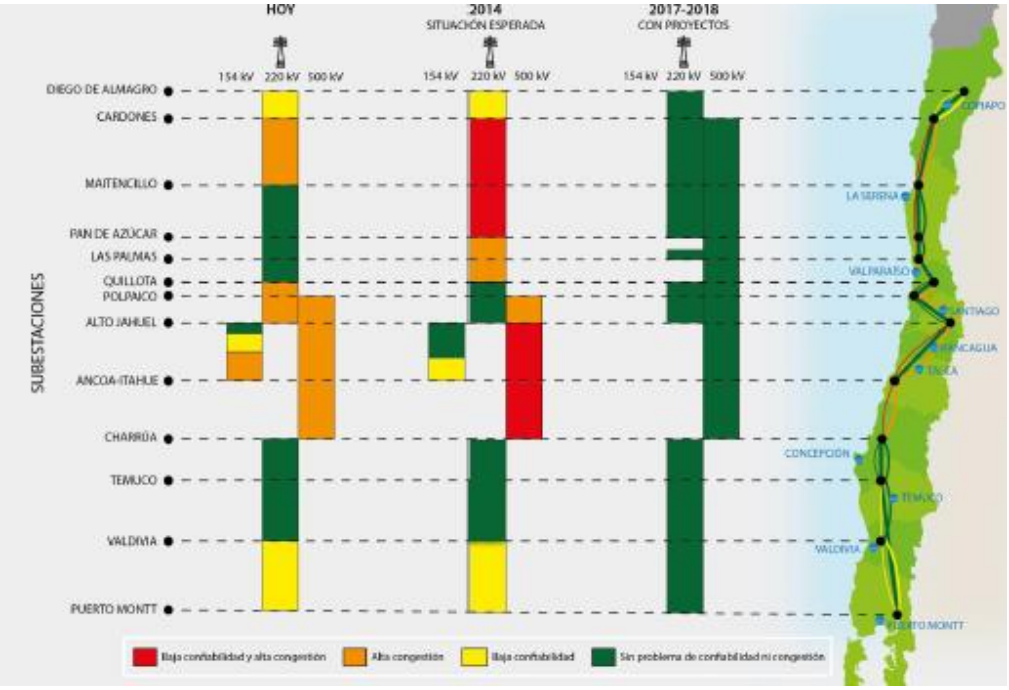
1 Introducción

El año 2004, con la ley corta 1, Chile avanzó en el establecimiento de un modelo de regulación de la transmisión eléctrica en que se planifica cada cuatro años el desarrollo del troncal. A pesar de este cambio, la inversión en transmisión eléctrica ha sido muy inferior a lo que el país necesitaba para mantener un troncal robusto, generando problemas serios de congestión, y aumentando las barreras de entrada para el ingreso de nuevos proyectos. Es así como se ha configurado un modelo de planificación de transmisión que privilegia la construcción de plantas térmicas cerca de los centros de consumo, y donde la capacidad de transmisión sigue de atrás el desarrollo de proyectos de generación, con lo cual se mantienen importantes barreras de entrada al sistema. Como consecuencia de este modelo, Chile ha enfrentado un rápido crecimiento de sus emisiones de Gases de Efecto Invernadero, a pesar de los compromisos de mitigación realizados el 2009 en Copenhague.

El sistema eléctrico del SIC está desadaptado, los costos marginales de corto plazo exceden con creces los de largo plazo. Aunque la principal razón de esta desadaptación es la insuficiente inversión en generación de base, la tardanza en el desarrollo de la transmisión troncal y las dificultades para interconectar el troncal especialmente con proyectos basados en nuestros recursos energéticos, inciden en una generación ineficiente en el corto plazo y aumentan las barreras de entrada al sector.

Este problema será crítico entre el año 2014 y 2018, induciendo una generación ineficiente en el sistema. En la figura a continuación se muestra la línea troncal del SIC. En naranja se señalan las zonas de restricción con elevada congestión, en rojo las zonas con elevada congestión y baja confiabilidad.

Figura 1. Cuellos de Botella en Transmisión Troncal



Fuente: CNE

En el contexto actual del sector, con el desajuste entre oferta eficiente y demanda de energía, escasa competencia en generación, y la necesidad de depender en mayor medida de nuestros recursos renovables, el desarrollo eficiente de la transmisión eléctrica representa un objetivo fundamental de la política energética. Como todo precio, las tarifas de transmisión eléctrica entregan señales de localización e inversión, las que definen, por ejemplo, la composición del parque generador. En un mercado de generación desregulado, la transmisión toma un papel fundamental en el mercado, pasando de ser no sólo el nexo entre generadores y consumidores, sino un factor clave para promover la libre competencia en generación, debiendo permitir el acceso libre y no discriminatorio a la red.

En el presente trabajo, analizamos la problemática del desarrollo de la transmisión eléctrica en Chile, y realizamos diversas propuestas con miras a contar con un mercado eléctrico más eficiente. Nuestras principales propuestas apuntan a:

1. Definición de una nueva modalidad de transmisión eléctrica denominada "Transmisión Adicional de Interés Público" (TAIP), que permite incorporar mecanismos públicos para reducir costos de coordinación que son habituales en las concesiones de obras públicas. En particular, permite que el Estado

coordine la licitación de las líneas y utilice facultades públicas de expropiación de terrenos. Esta opción es especialmente útil para reducir los costos de coordinación de pequeños y medianos proyectos de ERNC.

2. Se propone modificar la definición, planificación y tarificación del troncal para facilitar un aprovechamiento de economías de escala e inducir mayor competencia en generación.
3. Mejoramiento del mecanismo de servidumbre eléctrica, para cualquier proyecto de transmisión.
4. Se propone otorgar facultades de expropiación de terrenos en proyectos de transmisión troncal y de transmisión de interés público.
5. Se explora la opción de establecer una "carretera de transmisión pública" en que el Estado establece la faja de terreno para transmisión troncal y posteriormente licita la línea de transmisión.

2 Tarificación y Planificación del Sector Transmisión en Chile

El mercado eléctrico en Chile se regula por medio de la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL Nº1, 1982) y del Reglamento de Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) (DS Nº327,1998) del Ministerio de Minería. En marzo de 2004 entró en vigencia la llamada "Ley Corta I" (19.940). Esta ley abordó, entre otros, el tema de la tarificación del sistema de transmisión y el procedimiento a través del cual se define la forma como éste debe expandirse. La ley estableció que los costos de inversión y operación de la denominada área de influencia común del sistema de transmisión troncal, valor neto de lo recaudado por concepto del "Ingreso Tarifario", debiera ser pagado tanto por los generadores como por los consumidores, en una proporción 80/20. Por primera vez se contempló que los consumidores pagasen en forma directa por el sistema de transmisión.

En base a lo anterior, se pueden identificar dos períodos de políticas públicas para la tarificación y planificación de la transmisión eléctrica, los que se dan desde la implementación de la LGSE hasta su primera modificación, 1982 – 2004, y el período posterior a la modificación, 2004 en adelante. Estos dos períodos presentan distintas características en sus modelos de negocios y en su operación, las cuales se detallan a continuación.

2.1 1982–2004

En este período, la tarificación y la expansión del sistema de transmisión se basaban en las negociaciones bilaterales generador - empresa de transmisión. Los peajes o costos de transmisión eran pagados en su totalidad por las empresas generadoras, bajo el esquema 100% - 0% (100% de los peajes eran pagados por los generadores y 0% por los consumidores). Este proceso supone un período de negociaciones entre las partes, el cual en la mayoría de los casos causaba diferencias entre ellas. Estas diferencias eran resueltas por un tribunal.

Los cobros totales estaban compuestos por el Ingreso Tarifario (IT), el peaje básico de uso del sistema y el peaje adicional, en el caso que un tramo de líneas de transmisión adicional fuese utilizado. En base al marco regulatorio existente anterior al 2004, se declaraba que "El monto del peaje básico es la cantidad que resulta de sumar las

anualidades correspondientes a los costos de operación y mantenimiento (COyM) y de inversión de las líneas, subestaciones y demás instalaciones involucradas en un área de influencia (AVNR: anualidad de valor de nuevo reemplazo) deducido el ingreso tarifario anual"[1]:

$$\textit{Peaje básico} = AVNR + COyM - IT$$

Cabe destacar que los peajes básicos debían ser pagados por los generadores por el uso de instalaciones dentro del Área de Influencia (AI) asociada a sus plantas[2]. El área de influencia se define como el mínimo conjunto de activos o bienes necesarios para conectar la planta generadora con la subestación básica más cercana. La locación de esta subestación básica era determinada cada 6 meses por la Comisión Nacional de Energía (CNE), en conjunto con los precios de nudo (abril y octubre). En el momento en que las empresas transmitían su energía fuera de esta área de influencia, debían pagar peaje adicional.

El sistema de transmisión en Chile se planteaba con acceso abierto y, respecto de su planificación y expansión, la empresa transmisora no tenía la obligación de generar las inversiones necesarias para realizar las ampliaciones de la capacidad de transmisión. Con este modelo, una empresa que manejaba la gran mayoría de este sistema a nivel nacional (Transelec), al identificar los puntos que necesitarían de una ampliación en la red, iniciaba una negociación bilateral con la empresa generadora cuya AI debía ser modificada. Luego, la experiencia demostró que sólo en los casos en los cuales un cliente pudiera costear el total de la expansión, ésta se realizaría.

Por otro lado, al tratarse de un sistema abierto con participación de una gran cantidad de pequeños usuarios, el reunir a todos para compartir los costos de la ampliación de

---

[1] El DS N°327 del Ministerio de Minería (Fija Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos Decreto Supremos 327) publicado en el Diario Oficial del 10 de septiembre de 1998, en su Artículo 88.

[2] El DS N°327 del Ministerio de Minería (Fija Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos Decreto Supremos 327) publicado en el Diario Oficial del 10 de septiembre de 1998, en su Artículo 84 declara que:

"Cada central generadora conectada a un sistema eléctrico, tiene un área de influencia conformada por el conjunto de líneas, subestaciones y demás instalaciones de dicho sistema, directa y necesariamente afectado por la inyección de potencia y energía de dicha central.

Son directa y necesariamente afectadas el conjunto mínimo de instalaciones que permiten conectar una central con la subestación básica de energía más próxima (…)"

Cabe destacar que una subestación básica, según el mismo cuerpo legal, en su Artículo N°274 menciona que: *"Ellas corresponderán a las subestaciones en las cuales se calcula el costo marginal esperado de energía del sistema."*

la línea se convertía en una tarea casi imposible. Debido a lo anterior, surgían los usuarios que intentan el uso del servicio sin pagar por él (*Free Riders)*, en este caso quienes eran usuarios del sistema de transmisión y no aportaban en su desarrollo, esperando a que otros lo hicieran por ellos. Sin embargo, si detectaban que la ampliación podía generarles una ventaja con respecto a otras empresas del rubro, y trataban de llevarla a cabo, aparecía algún usuario que no estaba interesado y que no deseaba compartir los costos, lo que echaba abajo el proceso de desarrollo y ampliación de la red.

2.2 2004-Presente

Como se señaló anteriormente, en marzo del año 2004 se dictó la Ley 19.940, que introdujo modificaciones a la LGSE, las cuales se centraron en nuevas fórmulas de cálculo para los peajes de transmisión y en acuerdos cooperativos para expandir el sistema de transmisión troncal. Dicha modificación legal contempló la definición de tres ramas dentro del modelo de transporte de energía:

- ***Transmisión troncal***: Este sistema se puede ver como la "columna vertebral" o "carretera" de todo el sistema de transmisión. Para ser consideradas como líneas de transmisión, éstas deben cumplir con las características siguientes, que se extraen del Artículo 74° de la LGSE[3]:

    a) *"Mostrar una variabilidad relevante en la magnitud y dirección de los flujos de potencia, como resultado de abastecer en forma óptima una misma configuración de demanda para diferentes escenarios de disponibilidad del parque generador existente, considerando las restricciones impuestas por el cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad de servicio, incluyendo situaciones de contingencia y falla;*

    b) *Tener una tensión nominal igual o mayor a 220 kilovolts;*

[3] Decreto con Fuerza de Ley 4, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Fija Texto Refundido, Coordinado y Sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1, De Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en Materia de Energía Eléctrica, Artículo 74°.

c) Que la magnitud de los flujos en estas líneas no esté determinada por el consumo de un número reducido de consumidores;

d) Que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras, y

e) Que la línea tenga tramos con flujos bidireccionales relevantes."

- **Subtransmisión:** Este sistema se entiende como una bifurcación o brazo del sistema de transmisión troncal, y está "constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, territorialmente identificables, que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidora".[4]
- ***Transmisión adicional**:* Los sistemas de transmisión adicional son aquellos que recogen energía creada por un medio de generación o que alimentan a algún consumo específico particular no regulado. El Artículo 76° de la LGSE menciona que *"Están destinadas esencial y principalmente al suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios, y por aquellas cuyo objeto principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico"*[5].

Una modificación importante que se introdujo a la LGSE es la creación de una nueva institución arbitral, el Panel de Expertos, que se encarga de resolver disputas entre agentes del mercado, durante períodos de negociaciones bilaterales, tarificación y problemas operacionales, ver Jadresic (2007) por un detallado análisis.

---

[4] Decreto con Fuerza de Ley 4, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Fija Texto Refundido, Coordinado y Sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1, De Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en Materia de Energía Eléctrica, Artículo 75°.

[5] Decreto con Fuerza de Ley 4, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Fija Texto Refundido, Coordinado y Sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1, De Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en Materia de Energía Eléctrica.

En cuanto a la tarificación del sistema de transmisión, se generó un cambio en cuanto a los pagos de los peajes, motivado por la definición del Área de Influencia Común (AIC)[6]. Los pagos de peajes están diferenciados según 3 escenarios posibles:

- Dentro del AIC: las empresas de generación financiarán el 80% del peaje total de redes del AIC, mientras que el restante 20% es financiado por las empresas que realizan los retiros.
- Flujos salientes del AIC: el pago del peaje total del tramo se asignará a las empresas que efectúen retiros aguas abajo del flujo, a prorrata del uso que sus retiros hacen del tramo, para dicho escenario
- Flujos entrantes al AIC: el pago se asignará a los propietarios de las centrales ubicados aguas arriba de los flujos, a prorrata del uso que sus inyecciones hacen del tramo.

Los peajes son calculados en base a la Anualidad del Valor de la Inversión (AVI) y a los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA), así como al Ingreso Tarifario (IT). El costo del peaje anual por transmisión por cada uno de sus tramos es el siguiente:

$$Peaje = AVI + COMA - IT$$

Las tarifas del sistema de transmisión troncal y los planes de expansión son determinados cada cuatro años, en base a un Estudio del Sistema Troncal, licitado por la CNE, el que se encuentra bien acotado en sus contenidos. Los actores relevantes del mercado eléctrico y los directamente afectados por los estudios de fijación de peajes (empresas de los segmentos de transmisión, distribución y generación, además de los clientes no sometidos a regulación de precios) pueden participar (por derecho propio, según declara el Artículo 83° de la LGSE) en el procedimiento de fijación del valor de

---

6 El Artículo 102° de la LGSE declara que *"Área de influencia común es el área, fijada para efectos de remuneración del sistema troncal, constituida por el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos de dicho sistema, en la que concurren, simultáneamente, las siguientes características:*

Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la inyección total de energía del sistema;

Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la demanda total del sistema, y

Que la densidad de la utilización, dada por el cociente entre el porcentaje de inyecciones dentro del área de influencia común respecto de las inyecciones totales del sistema y el porcentaje del V.I. de las instalaciones del área de influencia común respecto del V.I. del total de instalaciones del sistema troncal, sea máxima."

la transmisión por tramo. Sin embargo, estos actores deberán concurrir al pago del estudio de transmisión troncal.

Respecto de la planificación y expansión del sistema troncal, ésta se genera en base a un plan de expansión propuesto en el Estudio del Sistema Troncal, el cual es determinado por un proceso de planificación bien definido por la CNE. La idea de este plan de expansión es que minimice el costo actualizado de inversión en transmisión considerando un horizonte de evaluación de 10 años. Este plan es revisado anualmente por el CDEC, de acuerdo a las condiciones de mercado, y recomienda los proyectos de transmisión troncal a la CNE. Todas las discrepancias que puedan surgir en este proceso, son resueltas por el Panel de Expertos.

La tarificación del sector subtrasmisión es determinada cada cuatro años, y considera la recuperación de los costos promedios de inversión, operación, mantenimiento y administración, además de las pérdidas de la transmisión. La planificación es desarrollada por los propietarios de los sistemas, al igual que los planes de expansión. En sub transmisión existen altos costos de transacción y riesgos de comportamiento estratégico y oportunismo por empresas distribuidoras que deseen proteger sus áreas de influencia, lo que aumenta el riesgo de inversión en sub transmisión, especialmente para operadores puros de transmisión y generadores.

La tarificación e inversiones de los sistemas adicionales siguen desarrollándose en base a negociaciones bilaterales. Las interconexiones se consideran como líneas adicionales y por tanto no existe un rol del Estado en la planificación de las interconexiones, ya que no es parte de la planificación troncal.

3 Principales Obstáculos para el Desarrollo de la Transmisión Eléctrica en Chile

En Chile se registran importantes fallas de mercado en el caso de la transmisión eléctrica, tales como economías de escala, costos de transacción y coordinación, conflictos y burocracia excesiva en el establecimiento de servidumbre, dificultades para establecer compromisos simultáneos en el caso de grandes proyectos de transmisión y esquemas de regulación troncal que limitan el aprovechamiento de economías de escala y establecen barreras de entrada a generadores. A continuación se discuten algunos de los principales obstáculos de la transmisión eléctrica en Chile.

3.1 Planificación troncal sub-óptima

En la medida en que los horizontes de planificación sean cortos y que no se modele de manera adecuada la incertidumbre en la demanda y oferta del sistema, la trayectoria de expansión será sub óptima. Es necesario considerar que la expansión óptima de la transmisión en presencia de economías de escala e indivisibilidades, junto con incertidumbre respecto a los escenarios de oferta y demanda de energía, resultan en un nivel de utilización de la infraestructura que necesariamente debe tener capacidad ociosa, ya que esto es eficiente. Una visión de muy corto plazo y determinística llevará a la construcción de varias líneas paralelas de pequeña escala, en vez de una de mayor escala, resultando en el largo plazo en mayores costos económicos y ambientales.

Adicionalmente, si se incorpora el objetivo de aumentar la competencia y el ingreso de nuevos actores, la mantención de algún nivel de capacidad ociosa es deseable, aún sin considerar las economías de escala e indivisibilidades. Los estudios de transmisión sólo consideran las necesidades de inversión de los próximos cuatro años y un horizonte de planificación inferior a 20 años. Los dos estudios de planificación troncal que se han realizado han considerado un horizonte de 10 años y de 15 años para planificar las inversiones.

Por otro lado la planificación del troncal ha tomado en cuenta los proyectos de generación en fase de inversión, sin consideración de la disponibilidad de recursos

energéticos e iniciativas en etapas más tempranas de desarrollo. Este enfoque genera fallas de coordinación, que puede conducir a óptimos locales.

El sistema actual ha llevado, tal como se mostró en la Figura 1, a generar una situación de restricciones en la transmisión troncal que implicarán importantes discrepancias de precios de generación y rentas económicas y poder de mercado para los generadores locales. Esta situación difícilmente se solucionará antes del año 2017, por las trabas a la adquisición de la servidumbre que enfrentan los proyectos de expansión troncal en desarrollo. En efecto, el proceso burocrático, de autorizaciones y los tiempos para asegurar la servidumbre han implicado que el ciclo completo desde que se inicia el proceso para definir inversiones de transmisión y hasta que las inversiones están operativas tome entre seis y ocho años.

3.2 Tarificación ineficiente del troncal

Chile es uno de los únicos países que posee un sistema de tarificación troncal en que las empresas de generación pagan la mayor parte del costo de expansión. Esto significa que los generadores de energía térmica, cerca de los centros de consumo, son privilegiados. Esto es más serio aun cuando ya no es posible basar el desarrollo de la oferta de generación en proyectos de gas natural de ciclo combinado (contexto en el cual se desarrolló la versión actual de la tarificación troncal).

La mayor proporción que pagan los generadores inyectores, en relación a la práctica de otros países, privilegia el objetivo de reducir los costos de transporte, entregando fuertes señales de localización que inducen a los generadores a instalarse cerca de los centros de consumo. Por otro lado, mantener la situación de tarificación actual puede tener consecuencias importantes en la organización industrial del sector en el mediano plazo. Por ejemplo, en la medida que los generadores establecidos son responsables de pagar la mayor proporción del costo fijo de transmisión percibirán:

i) Que el crecimiento de la inversión en el segmento transmisión reduce directamente su margen, generándose incentivos para una subinversión y posible congestión (problema de los comunes), lo que efectivamente se está evidenciando en Chile hoy.
ii) El fortalecimiento de la transmisión hacia otras áreas más distantes, en que pueden haber otros generadores, puede implicar un aumento de la competencia en su zona de influencia, lo que potencialmente acarrearía

menores precios y menores ingresos para los generadores, existiendo nuevamente incentivos para promover inversiones sub-óptimas en transmisión.

Estas situaciones pueden llevar a un comportamiento estratégico por parte de los generadores actuales, con respecto a las posibilidades de expansión del troncal, especialmente de aquellos generadores con capacidad cercana a las áreas de consumo, para evitar la expansión del troncal, teniendo como consecuencia para el país el desaprovechamiento de fuentes energéticas domésticas de importancia.

3.3 Fallas regulatorias en la implementación de proyectos troncales

La experiencia con la implementación de la ley 19.940 ha sido compleja en varios sentidos. Por una parte los procesos de planificación se realizaron de modo de minimizar la probabilidad de generar capacidad ociosa. Esta situación fue evidente, especialmente en el primer proceso de planificación troncal. Con el rezago del sistema de planificación, esto condicionó por varios años un sistema de transmisión vulnerable a escenarios de escasez y a fallas.

Esta situación se ha visto agravada por el hecho de que el mecanismo de licitación de nuevas líneas ha incorporado empresas nuevas en Chile con escaso capital, que han tenido grandes atrasos en sus proyectos, afectando a todo el sistema eléctrico. El Estado, como contraparte de estas empresas, no ha tenido la capacidad de generar los incentivos y castigos para que los proyectos se terminen en los tiempos programados o que, en caso de no hacerlos, compensen al sistema por los costos adicionales que esto implica.

No es obvio que el modelo de competencia por el derecho a dar el servicio de transmisión esté generando el valor que se esperó en un primer momento, en parte por la debilidad del Estado como contra parte de dichas licitaciones. En el caso de concesiones de obra pública, a pesar de la generación de importantes capacidades en el Estado, persisten disputas que atrasan los proyectos, lo cual llevó al Estado a establecer un panel de expertos con la finalidad de mediar en dichos conflictos. En el caso eléctrico, en que existe esta institucionalidad, hay un uso insuficiente de ella para efectos de resolver controversias en los procesos de inversión troncal.

3.4 Altos costos de coordinación

La teoría económica muchas veces ha servido para estructurar esquemas en que se privilegia soluciones de mercado, bajo el supuesto de que no existen costos de transacción. Un premio Nobel (R. Coase, 1947) planteó un famoso teorema en que las externalidades o problemas de coordinación se podían resolver y llegar a un óptimo por la libre negociación de las partes. Desafortunadamente la evidencia en múltiples mercados en los últimos cuarenta años ha demostrado que cuando hay varios actores, asimetrías de información, decisiones no simultaneas, expectativas con limitada racionalidad o poder de mercado, la libre transacción de mercado cuando existen externalidades o indivisibilidades, economías de escala y costos hundidos no lleva a soluciones eficientes desde la perspectiva del conjunto de los actores del sistema y de la sociedad como un todo (Milgrom, 1990, Oliver, 2007 y Anderlini, 2011.).

En el caso de proyectos pequeños y medianos de generación, por ejemplo de ERNC, en una misma área o cuenca, en que es necesario negociar una línea de transmisión común que aproveche economías de escala, los costos de transacción pueden ser de gran magnitud, derivado de problemas de información asimétrica, falta de sincronía en el avance de los proyectos y expectativas desmedidas en las negociaciones. Así, en muchos casos, las iniciativas fracasan por fallas de coordinación. En algunos casos el problema se resuelve cuando empresas líderes tratan de integrar los diferentes negocios en una sola compañía. De esta forma se ven obligadas a trabajar en paralelo los temas de generación y transmisión y desarrollar o comprar varios proyectos de generación en la misma cuenca o área para generar la masa crítica que justifique construir una línea de transmisión integrada.

Existen diversos ejemplos en Chile de dificultades de esta índole que han afectado el desarrollo de proyectos en una misma área. Estos problemas se suscitan principalmente en mini centrales hidroeléctricas que comparten una misma cuenca y proyectos eólicos en zonas con buenas condiciones de viento en que existen diversos propietarios.

3.5 Fallas de compromiso y el cierre del financiamiento

El financiamiento de proyectos de generación y transmisión eléctrica implica desafíos significativos. La separación entre generación y transmisión se ha visto como un

componente esencial en la implantación de libre competencia en el mercado de la generación, sin embargo, este esquema genera costos de transacción, que pueden causar problemas de falla de una de las partes, conocidos como fallas de compromiso *("commitment failures"*). Estas dificultades se refieren a compromisos de la empresa transmisora en un proyecto en que no es posible dimensionar correctamente el presupuesto y plazos por asimetrías de información, y que por lo tanto no se puede evaluar adecuadamente y comprometer inversión irreversible que no es remunerada apropiadamente. En muchos casos, tanto los proyectos de generación como de transmisión se financian en un esquema de "*project finance*". Las generadoras requieren para efectos de asegurar el financiamiento obtener contratos de venta de energía a largo plazo con un piso en el valor de esta (contratos de PPA "*Power Purchasing Agrements*"), establecer contratos que aseguren la provisión de la capacidad de transmisión para inyectar al troncal la energía generada. Por su parte, la empresa de transmisión también requiere contratos de largo plazo con garantías suficientes de transporte de energía. La necesidad de cerrar simultáneamente estos contratos recíprocos y los desfases entre los proyectos pueden llevar a fallas de compromisos.

Este problema se ha visto exacerbado en el caso nacional, con un Estado que tramita los derechos de pasos y servidumbres a través de concesiones eléctricas, pero que no es capaz de hacer valer los plazos dados en su reglamentación, lo que se describe en más detalle más adelante.

En teoría, mecanismos de garantías recíprocas, entre la transmisora y generadora, con las penalidades de incumplimiento bien definidas podrían ayudar a resolver estas imperfecciones. No obstante, los problemas de sincronía aumentan los costos de transacción de estas soluciones.

Si existe el propósito de política pública de mantener la competencia por el derecho a estructurar nuevas líneas de transmisión es fundamental facilitar este mecanismo de financiamiento y resolver las dificultades que surgen de la necesidad de comprometer en forma simultánea la generación y la transmisión. También en esquemas de financiamiento corporativo, el mercado de capitales castiga a las empresas que asumen contingencias difíciles de cuantificar. Si se quiere promover la entrada de nuevos proyectos y empresas es fundamental resolver estas fallas de compromiso.

3.6 Costos desmedidos para el establecimiento de servidumbre

Chile es uno de los pocos países que posee un sistema de establecimiento de servidumbre eléctrica para todos los proyectos de transmisión en que no se otorga el derecho a expropiar la faja para establecer la servidumbre eléctrica necesaria para el desarrollo de dichos proyectos. Esto genera en el contexto jurídico chileno, en que el derecho de propiedad de la tierra está protegido constitucionalmente, una precariedad extrema y ambigüedad respecto a los derechos y facultades de la empresa de transmisión en ejercicio de derechos de establecer servidumbre eléctrica efectiva.

Esta situación genera demoras que se ven agravadas por un esquema burocrático engorroso de establecimiento de servidumbre. Los problemas centrales de carácter burocrático son la mecánica de notificaciones y la definición de las indemnizaciones a que tiene derecho el dueño de la propiedad en que se establece la servidumbre eléctrica. Los valores que determinan las comisiones de hombres buenos, pueden ser reclamados en los juzgados de letras competentes, lo cual puede alargar los procesos varios años. Adicionalmente, la toma de posesión para realizar estudios técnicos y otros, puede enfrentar la oposición del propietario, con lo cual la empresa deberá gestionar frente a los tribunales el poder recurrir a la fuerza pública, procedimiento que puede tomar excesivo tiempo. La existencia de una sola comisión que resuelve las controversias para proyectos extensos demora excesivamente el proceso.

4 Propuestas de Reformas para el Desarrollo de la Transmisión Eléctrica en Chile

En el desarrollo de las presentes propuesta de reforma, se consideró el análisis de obstáculos al desarrollo de la transmisión presentado en la sección anterior, además de una detallada revisión de la experiencia internacional en estas materias. Específicamente, esta revisión internacional consideró: la estructura de los sectores de energía, y las diversas metodologías de expansión, y tarificación de los sistemas principales o troncales. Los país incluidos son: Chile, Argentina, Brasil, Perú, Colombia, México, Estados Unidos (CAISO en California y la interconexión PJM que incluye Pensilvania, Jersey y Maryland), Reino Unido, Nueva Zelanda y España. Los aspectos incluidos en el análisis y presentados en el anexo son: i) Definición de la transmisión a gran escala (concepto de troncal), ii) Acceso a las redes, iii) Nivel de integración: existencia de integración con las empresas generadoras y distribuidoras, iv) Valorización y tarificación de los sistemas de transmisión, v) Planificación: qué ente planifica la expansión del sistema y bajo qué horizonte de evaluación, vi) Propiedad: ente estatal o privado, único o múltiple, vii) Remuneración de infraestructura: como se tarifica y quienes pagan por su operación e inversión, viii) Servidumbres y concesiones, y, ix) Propiedad y operación de la transmisión.

4.1 Modificaciones a la Definición, Tarificación y Planificación del Troncal

La ley define a la transmisión troncal y la sub transmisión como sistemas de servicio público, con acceso abierto y obligación de servicio. Los sistemas de transmisión adicionales, por su parte, aun cuando entran en la categoría de segmento de servicio público, se entienden de acceso abierto siempre que utilicen bienes nacionales de uso público y dispongan de capacidad ociosa. En este contexto, y considerando los problemas mencionados en la sección anterior, la definición, tarificación y planificación actual del Troncal, no bastan para conseguir los objetivos deseados en el sector. A continuación se discuten algunas modificaciones.

4.1.1 Definición del troncal

Actualmente se define la transmisión troncal como las instalaciones de transmisión "que sean económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico respectivo, bajo los diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas." (Ley Núm. 19.940). Esta definición se complementa con un conjunto de condiciones, específicamente cinco, que resultan un tanto arbitrarias (por ejemplo los requisitos de estabilidad y bi direccionalidad de los flujos), con un énfasis en cobrar por uso (minimización de costos de transporte), sin considerar objetivos de competencia e integración de nuevos recursos energéticos lejos del sistema actual o interconexión entre sistemas.

El sistema troncal debería ser conceptualizado desde la perspectiva del objetivo que debe cumplir como soporte del sistema eléctrico y su mercado, y así poder establecer requisitos específicos que sean consistentes con dichos objetivos. Acorde a lo anterior, la definición de troncal debería mejorarse de la siguiente forma: "*Todas aquellas instalaciones de la red de transmisión de alta tensión, que sean económicamente eficientes para posibilitar el abastecimiento de la demanda del sistema eléctrico nacional, sirviendo de soporte de un mercado competitivo, que faciliten el uso de recursos energéticos domésticos, bajo los diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación existentes y potenciales eficientes, considerando situaciones de contingencia y falla, las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas*."

En términos más precisos se podría utilizar el concepto de área de influencia común de la ley actual (AIC) para definir el troncal. Por ejemplo se puede definir como troncal las instalaciones con una tensión nominal igual o mayor a 220 kilovolts, en que la magnitud de los flujos en estas líneas no esté determinada por el consumo de un número reducido de consumidores y que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras y que en que se cumplen las condiciones para el área de influencia común pero definida sobre el 85% de las inyecciones y retiros. Esta modificación permitiría por ejemplo, evaluar en la planificación de la extensión del troncal; i) interconexiones con zonas en que existan

varios generadores independientes que inyectan al sistema, ii) incluir a zonas de consumo en que existen múltiples consumidores que se abastecen de generadores en esta área de integración, o iii) la incorporación a un troncal común del SIC y el SING, por mencionar algunos de los aspectos que hoy dada la definición quedan fuera de la planificación troncal.

La propuesta implica también que cualquier decisión de expandir el troncal debe cumplir con el criterio de eficiencia económica, sujeto a los criterios técnicos establecidos en las normas relevantes. Así por ejemplo, si la interconexión de un área en que existen varios consumidores o generadores no resulta económicamente beneficiosa, desde la perspectiva de evaluación social de proyectos[7], la integración no debería realizarse y por lo tanto el troncal quedaría más circunscrito. En consecuencia, cualquier expansión de la transmisión de alto voltaje como parte del troncal queda sujeto a un criterio de eficiencia económica (siempre cumpliendo con las normas técnicas aplicables).

La evaluación social debería considerar entre otros: i) los costos de falla y sus probabilidades de ocurrencia, ii) la mayor estabilidad que otorga un sistema con más generadores distribuidos, iii) el aumento de excedentes del consumidor que implica la expansión de la oferta, iv) las externalidades producidas en el proceso de generación y transmisión.

Esta definición de troncal difiere del propuesto en la ley de carretera pública impulsado en la administración anterior, ya que excluiría la gran mayoría de las líneas transversales, y en caso de desarrollarse los proyectos de la zona austral las líneas entre la fuente de energía y el mercado común eléctrico, también quedarían excluidos del troncal. Estos proyectos, deben ser tratados como líneas adicionales, o a través del establecimiento de la planificación de Transmisión Adicional de Interés Público que proponemos más adelante en este documento, dependiendo si cumple las condiciones que se establezcan para las líneas de interés público. La principal implicancia de esta clasificación es que las inyecciones tienen que pagar los costos de acceso al troncal, mientras que en la propuesta de carretera pública quedan en el régimen que se establece para el troncal.

---

[7] Esto refiere a la metodología de evaluación social de proyectos de MIDEPLAN, donde se debe demostrar que el aumento de excedente económico de consumidores y productores excede los costos de inversión, con adecuada consideración de los diferentes estados de la naturaleza y las externalidades positivas y negativas.

La incorporación de consumidores y generadores al troncal de manera más amplia y expedita, respecto a lo que define la legislación vigente, implica que ambos actores se benefician del respaldo de otras unidades de generación, permitiendo un esquema de tarificación que permite con mayor facilidad internalizar los beneficios de carácter colectivo de pertenecer a un sistema eléctrico común.

En ningún país de los analizados en la revisión internacional (ver anexo), salvo Chile, se incorporan condiciones tales como bi direccionalidad y variabilidad de flujos. Desde el punto de vista conceptual tampoco existe una justificación de estas restricciones, las que en definitiva impiden planificar la incorporación de recursos energéticos en que Chile tiene ventajas económicas y ambientales. El foco de la ley actual fue dar fuertes señales de localización cerca de los centros de consumo, basando las decisiones en los costos de transporte de energía, lo cual pudo haber sido razonable cuando Chile tenía acceso a gas natural barato con perspectiva de largo.

La condición de interés público hace necesario la coexistencia de una amplia base de usuarios para las líneas de transmisión si se quieren calificar como troncales. Esto no solamente se refiere al número de usuarios, sino que también lleva implícito el porcentaje relativo máximo que puede tener un usuario de la línea o interfaz. A modo de ejemplo, no se podría categorizar como de interés público una línea con 5 usuarios, si uno de ellos concentra el 70% del flujo de la línea.

Basado en la revisión de experiencias internacionales, ver anexo, se puede decir que existe consenso en que el nivel de voltaje es un diferenciador entre distintos niveles de importancia relativa en un sistema de transmisión. Sin embargo, los niveles de voltaje cambian de manera ostensible de país en país debido a los distintos estándares que se utilizan y sus necesidades de transmisión, por lo que el nivel actual de 220 kilovolts es un buen límite para definir la transmisión troncal, describiendo líneas de capacidad amplia y que se utilizan en forma importante en el troncal del SIC y SING en el país. El tema central es incorporar dentro del proceso de planificación a las áreas de consumo y generación más significativas en términos de nivel de energía y tensión requerida. Esto debido a que el costo administrativo y la complejidad de la planificación aumentan en la medida que se expande la definición de troncal, lo que se hace en el proyecto de ley de la carretera pública, al punto de tornar poco práctica su definición de troncal.

Consistente con la evidencia internacional y los objetivos de la transmisión troncal proponemos mantener solo tres condiciones de las cinco establecidas en la legislación actual, en particular el requisito de alta tensión, y que existan suficientes usuarios consumidores y generadores e incorporar el concepto de área de influencia común ajustado a 85% de las inyecciones y retiros. Esta propuesta es bastante más acotada y factible de planificar que la planteada en el proyecto de ley de carretera pública y evita subsidios a generadores remotos.

4.1.2 Tarificación del troncal

El esquema de tarificación en el área de influencia común tiene un cargo extremadamente alto a los inyectores en relación a la experiencia internacional (80%) y tampoco es consistente con el criterio de que los que se benefician paguen por la infraestructura. Entre las experiencias internacionales revisadas, el país que posee el menor nivel de pago de los consumidores es Brasil, en el que se distribuye 50%-50% entre inyección y retiro, ver anexo. En el caso de Chile los que se benefician con el fortalecimiento del troncal, por mayor seguridad en el suministro, mayor competencia, menor necesidad de inversión de respaldo y cargos por potencia, es decir, los consumidores, no están haciendo una contribución razonable al financiamiento de la transmisión troncal.

Siguiendo el enfoque de que se pague por la transmisión en relación a los beneficios (Arellano y Serra, 2004), una mayor proporción de la inversión en transmisión debería ser cancelada por los retiros. De esta forma, el efecto de generar expansiones para aprovechar economías de escala y facilitar la entrada sería más fácilmente financiado en forma cooperativa por todos los consumidores y haría menos contencioso el proceso de concordar entre los generadores la expansión de transmisión.

La mayoría de los países estudiados han optado simplemente por cobrar a los retiros (consumidores) una proporción elevada de los costos de inversión total. Para estos efectos una opción es modificar el esquema de pago de 80%-20% que aplica al AIC a un esquema de 50% y 50% en todo el troncal, es decir la mitad la cancelan las inyecciones y la otra mitad los retiros, ver anexo.

4.1.3 Planificación del troncal

El desarrollo del troncal depende de su definición y tarificación, pero también del proceso de planificación que decide sobre las nuevas obras a construir y los refuerzos

a obras existentes. Este proceso es crítico para el correcto desarrollo de un troncal que sirva de base a un mercado de generación robusto.

4.1.3.1 Periodo de definición de inversiones

La ley 19.940 establece el periodo de desarrollo del sistema de transmisión troncal y el horizonte de evaluación mínimo en la planificación de las inversiones del troncal: "El estudio deberá realizarse considerando instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del respectivo sistema eléctrico en las distintas alternativas de expansión, en los siguientes cuatro años. Sin perjuicio de ello, el estudio considerará un período de análisis de a lo menos diez años."

La experiencia internacional indica que los estudios de transmisión troncal consideran las obras necesarias para un periodo de 10 años, sin perjuicio de las revisiones anuales que en general le corresponde al regulador en consulta con las empresas (ver Anexo). En el caso de Chile este periodo es de solo 4 años. Este periodo extremadamente breve contrasta con el rezago que existe desde que se inicia el proceso hasta que están listas las inversiones, que alcanza comúnmente entre los seis y ocho años. Esto significa en la práctica que una vez terminada la planificación, es necesario esperar cuatro años para poder incluir cualquier nueva obra y que su entrada en operación será entre 10 a 12 años más. Con la dinámica de la economía, un sistema con estos rezagos es muy ineficiente. Se propone que se adopte la práctica internacional estándar, de considerar las obras de los próximos 10 años, sin perjuicio de dejar en manos del Regulador, previo informe del CDEC la posibilidad de adelantar o atrasar obras identificadas en el plan.

4.1.3.2 Horizonte de planificación

El segundo aspecto es el horizonte de Planificación. La ley establece un mínimo de 10 años y en las dos fijaciones de tarifas de transmisión se han usado 10 y 15 años. Ambos plazos son muy breves cuando estamos considerando un sistema en que existen grandes economías de escala. La posibilidad de que sea óptimo anticipar capacidad, construyendo líneas de mayor voltaje, solo se puede determinar cuando los horizontes de planificación guardan alguna relación con los periodos que duran las inversiones. En el sector sanitario se determinan las inversiones de los próximos 10 años y se planifica a 35 años. Proponemos adoptar la metodología de la ley sanitaria, planificación a 35 años y definición de obras para los próximos 10 años.

Otro aspecto importante es que la tasa de descuento para fines de planificación debería ser la tasa social de descuento. No obstante, como las inversiones las realizan los privados que deben licitar las obras y establecen implícitamente la tasa de costo de capital, proponemos considerar la tasa consistente con el Beta para el sector de transmisión eléctrica. El usar una tasa desproporcionadamente alta impide aprovechar economías de escala en transmisión y distorsiona el desarrollo del sector. Por otro lado el dejar tasas de descuento fijadas por ley a la hora de evaluar las distintas definiciones de obras, no reconoce el hecho económico que esta suele variar en el tiempo, pudiéndose garantizar tasas demasiado altas o bajas dependiendo de la política monetaria del país en un momento determinado cuando se financia el proyecto.

4.1.3.3 Formulación de escenarios

Al no considerarse distintos escenarios contingentes del mercado energético, el sistema troncal tiende a estar desprotegido y/o subestimado cuando las condiciones del mercado, tanto en oferta como en demanda, cambian sin ser debidamente simuladas y consideradas. El primer proceso de Expansión de la Transmisión Troncal (ETT) del año 2006, consideró un escenario determinístico, mientras que en la segunda se incorporaron escenarios. No obstante, es fundamental simular escenarios energéticos adversos, así como la estabilidad del sistema frente a fallas intempestivas. Dado que se propone un mecanismo tarifario con mayor participación de los consumidores, el poder financiar una holgura del sistema es mucho más factible, permitiendo al sistema como un todo mejorar en términos de competencia y confiabilidad.

4.1.4 Rol del CDEC y la Comisión Nacional de Energía (CNE)

El rol que poseen los actores actuales en el CDEC para definir periódicamente la entrada de nuevos proyectos de transmisión genera incentivos perversos. De igual forma, el escaso contrapeso que tienen los generadores establecidos en el proceso de planificación. Existen incentivos para postergar inversiones dadas la existencia de poder de mercado en generación. Más aún cuando los generadores están tarificando a clientes libre a costo marginal del sistema, lo cual crea incentivos a comportarse en forma estratégica para postergar inversiones, ya que repercuten de inmediato en la rentabilidad de la energía contratada (ver artículo de Fischer que es parte de esta serie). La transmisión es un sustituto de mayor capacidad de generación cerca de los centros de consumo.

Se propone fortalecer el rol del regulador y modificar el rol del CDEC en la definición del calendario de inversiones de transmisión de un carácter resolutivo a un carácter consultivo, dejando en la Comisión de Energía, previa consulta al CDEC y a la Superintendencia la potestad de modificar el calendario de obras. El Estado debe tener un rol más activo en la planificación del sector, siendo el plan de transmisión troncal uno de los principales instrumentos disponibles para influir en la matriz energética y los niveles de competencia, precios y emisiones a largo plazo.

4.1.5 Pago por capacidad ociosa y economías de escalas

Una de las dudas que surge cuando se intenta optimizar con un horizonte de más largo plazo es quién paga por la infraestructura que debe permanecer parcialmente ociosa para aprovechar las economías de escala. El modelo actual de tarificación troncal establece el A.V.I como un costo anual en que se estima el costo equivalente anual de la inversión (V.I.), considerando cuotas iguales todos los años. Esto implica que un generador que utiliza una infraestructura de mayor capacidad y se beneficia de las economías de escala, ingresando unos años después, sólo paga una fracción de la inversión, comparado con él que ingresó inicialmente. Lo mismo un consumidor que ingresa al mercado varios años más tarde. En la medida que va aumentando el uso, se va prorrateando la misma cuota fija en más empresas y se rebaja el costo para cada una. No obstante, el que entra al principio debe pagar inicialmente una cuota más alta, y en la práctica financia una fracción mayor de la inversión, lo cual es razonable dado que opera mayor tiempo. Sin embargo, también estará pagando desproporcionadamente el costo de una capacidad mayor, para que otros aprovechen las economías de escala de inversiones pensadas para períodos más largos.

Un problema adicional es que no existe certidumbre de cuando ingresarán las empresas generadoras o consumidoras que usarán la red de transmisión. Este riesgo hoy lo pagan los que ingresan primero o que están en el sistema, ya que si se pospone el ingreso de terceros seguirán pagando una proporción mayor de la infraestructura.

¿Cómo resolver mejor estos problemas? Las expansiones en el área de influencia común en un esquema de 50%-50% resuelven en parte el problema de la capacidad ociosa, ya que todos los consumidores y generadores que usan los tramos en que se expandió la capacidad pagarán solidariamente el costo inicial para generar economías de escala. Esta es una razón más para que una proporción mayor sea pagada por los

consumidores, ya que los generadores que no se benefician directamente con la escala tenderán a rechazar estos proyectos.

No obstante, una solución interesante de considerar es determinar un A.V.I. creciente en el tiempo, sobre la base de exigir que los oferentes de nuevas líneas de transmisión troncal liciten por el "Valor Presente de los Ingresos por Peajes" de transmisión. No es razonable que los generadores y consumidores que ingresan inicialmente cancelen un A.V.I. constante, cuando el uso de la línea irá aumentando en el tiempo y el uso por los actores cambia a los largo del tiempo.

Para corregir este problema se propone que en el estudio de planificación troncal se proyecte el uso de la línea en el horizonte de planificación, digamos 30 años, y se establezca un A.V.I. creciente en función estricta del aumento de capacidad proyectada. Este A.V.I debe cumplir que en valor presente sea igual al valor presente de los ingresos de los Ingresos de Peajes licitados por el concesionario.

4.1.6 Licitación de nuevas líneas en el troncal

La licitación de nuevas líneas del troncal se podría realizar en tres modalidades alternativas. Una primera opción es que el Estado defina los nodos que se deben conectar, las capacidades y que las empresas de transmisión realicen su oferta técnica y económica (modalidad actual). Adicionalmente, el Estado le otorgaría a la empresa que se adjudicó la licitación la facultad de recurrir a la expropiación de terrenos en caso que el mecanismo de servidumbre eléctrica mejorada no sea suficiente para permitir el desarrollo de este. La empresa adjudicada debe ser responsable de realizar los estudios de impacto ambiental respectivos. El uso de la facultad de expropiación quedaría a discreción de la empresa.

La segunda opción es que el Estado defina una macro localización de la línea troncal, sobre la base de un estudio ambiental estratégico (como los que realiza el MOP en sus estudios de planificación de infraestructura o en mega proyectos viales). El Estado proveería un estudio de línea base ambiental de la opción de macro localización y los antecedentes utilizados en su definición de la macro localización. Los proponentes presentarían sus ofertas técnicas y económicas, con definición del trazado detallado y tipo de instalaciones. La CNE en consulta con el CDEC, MOP, y el futuro Ministerio de Vivienda Ciudad y Territorio, deberá seleccionar una de las opciones tomando en cuenta los costos y los aspectos ambientales del trazado específico. Incluso se puede establecer un proceso de precalificación en que los proponentes puedan recibir

sugerencias de la contraparte respecto a opciones que minimicen impactos ambientales, limitando los criterios de adjudicación a factores económicos. En el caso que el Estado desee reservar una faja adicional a la necesaria para las líneas que se están licitando se establecería la facultad legal de gravar terrenos con fines de servidumbre eléctrica por un periodo máximo de 10 años. Estos mecanismos se utilizan en las carreteras o vías estructurales urbanas. Esto implica que no se pueden construir infraestructuras que a futuro obstaculicen el establecimiento de la servidumbre. En cualquier caso, el estudio ambiental estratégico del Estado no excluye la obligación de la empresa adjudicada de realizar un estudio de impacto ambiental. No obstante, el haber realizado un estudio de línea base, un estudio ambiental estratégico y la aprobación del trazado específico con evaluación de los aspectos ambientales debería reducir drásticamente el riesgo político de la opción seleccionada. .

Una tercera opción es seguir el modelo brasileño, en que el Estado establece una faja y luego licita la concesión de transmisión. Esta última opción es la que se ha vinculado al concepto de "Carretera Pública Eléctrica". En este caso el Estado debería realizar el estudio de impacto ambiental de la faja con un supuesto de proyecto a nivel de ingeniería conceptual. Si el oferente realiza cambios al proyecto se debería realizar un nuevo estudio de impacto ambiental en la medida que las modificaciones sean sustanciales.

Nuestra propuesta es optar por la segunda opción, ya que la última alternativa tiene la dificultad de requerir un elevado nivel de coordinación al interior del sector público, lo cual en Chile es un problema no trivial, y requerir el desarrollo de capacidades hoy inexistentes en el estado. Incluso aunque se desarrollen las capacidades, el riesgo es que la autoridad opte por soluciones de muy alto costo, para evitar conflictos, ya que en definitiva los costos adicionales son socializados.

4.1.7 Garantías y Gestión de Contratos de Construcción de Transmisión

La experiencia reciente de los proyectos de transmisión troncal muestra importantes retrasos en todos los proyectos de nuevas líneas, lo cual implica costos importantes para los actores del sistema. Al ser la transmisión un recurso compartido, en que el Estado representa a los usuarios, no se generan los incentivos adecuados para supervisar con efectividad la implementación de los proyectos (problema de agencia de la gestión empresarial pública).

La solución de este problema no es trivial dentro del marco de la regulación troncal actual. De ahí que se proponga una modificación del esquema establecido en la ley corta, planteando la necesidad de avanzar en la generación de una vinculación contractual entre las empresas de generación y empresas consumidoras de energía, y la empresa responsable de desarrollar la transmisión, con el fin de mejorar los problemas de agencia.

Existen diferentes alternativas para enfrentar este problema. Una opción es considerar el modelo de acceso al terreno que utiliza la ley de concesión de obra pública. Si el Estado va a asumir una mayor responsabilidad en asegurar el acceso a la tierra, ya sea recurriendo al mecanismos de expropiación o incluso facilitando una faja pública, es lógico que el Estado establezca en las licitaciones del troncal las condiciones en que se tendrá acceso a dicha faja y establecer claramente su responsabilidad como facilitador de dicho proceso. En la medida que no cumpla, las multas que se establecen por retrasos a la empresa de transmisión serían finalmente pagadas por el Estado, cuando se pueda demostrar que es su responsabilidad el retraso, tal como ocurre en la actualidad con la ley de concesiones de obra pública. Estas multas beneficiarían a los que se perjudican con el atraso, pudiendo ser generadores, consumidores o ambos. En la actualidad el monto de la multa tiene un techo igual a cinco veces el AVI. Las controversias que se van a generar en caso de atrasos quedarían en manos del panel de expertos, el que debería resolver cada caso. No obstante, en el caso de optarse por la opción en que el que se adjudica el proyecto define el trazado final, las responsabilidades del Estado quedan más limitadas a incumplimientos administrativos y errores manifiestos en el estudio ambiental estratégico.

En los proyectos TAIP (ver más adelante), se propone que el Estado también asuma un cierto rol para reducir los costos de coordinación y el acceso a la faja. También en estos casos podría tener que pagar en caso que se pueda demostrar su responsabilidad en los atrasos.

La propuesta es que estos aspectos queden explícitos en la ley eléctrica, como hechos del príncipe que afectan el equilibrio económico de la concesión y por tanto justifican compensación. Este tipo de compensaciones existen en la ley de concesiones de obra pública, cuando se puede demostrar que el Estado incumplió sus compromisos y eso afectó negativamente el equilibrio económico de la concesión. En jerga jurídica, esta compensación emerge solo por hechos del príncipe, es decir, acciones atribuibles al Estado que no podían ser previstas al momento de contratar.

Similar tipo de cláusulas se puede establecer para el caso de proyectos TAIP, cuando el Estado asume compromisos explícitos de expropiación en tiempo y forma. Es decir en el caso de proyectos TAIP, los contratos podrían tener garantías recíprocas y penalidades por incumplimiento. Esto permitiría a los usuarios de la transmisión ejercer garantías por incumplimiento en contra de la empresa de transmisión, y ésta a su vez contra el Estado, si existiesen incumplimientos demostrables de éste.

4.1.8 Plazos de los Contratos de Concesión

Un tema relevante que emerge es el modelo de contrato de concesión. En el caso de la ley de concesiones del MOP, los plazos son finitos y el Estado es responsable de re concesionar la obra. Esta modalidad se podría establecer en el caso de la transmisión TAIP y Troncal, no obstante se requiere una modificación legal de quórum calificado, ya que el Estado debe tener la facultad para desarrollar el negocio de la transmisión, frente a la eventualidad de que se declare desierta una re-concesión y transitoriamente deba ser administrado por el Estado. Otra opción que puede evitar una ley de *quorum* es que el CDEC sea responsable de la administración en el caso excepcional y transitorio descrito.

4.2 Establecimiento de la Planificación de Transmisión Adicional de Interés Público (TAIP)

Como se ha señalado en el capítulo anterior, muchos de los potenciales proyectos de generación no se ejecutan debido a la existencia de fallas de mercado derivadas de altos costos de transacción y/o fallas de coordinación, producto de la necesidad de sistemas de transmisión que requieren la coordinación de diversos actores para aprovechar economías de escala, y de la existencia de costos demasiado altos de establecimiento de las servidumbres en el marco regulatorio actual y la necesidad de sincronía en los compromisos de financiamiento entre generación y transmisión.

El Gobierno anterior propuso un proyecto de ley de "Carretera Eléctrica Pública" que en el artículo 74-1 letra a, extiende el concepto de troncal de transmisión para incluir las instalaciones que faciliten el acceso a recursos disponibles en el país, para la producción de energía eléctrica. Esto implica que proyectos muy lejanos de los centros de consumo, que deben aprovechar economías de escala, podrán gozar de los beneficios de tarificación establecidos para el troncal. Es decir, los costos de la inversión en líneas de transmisión que no están plenamente utilizadas se pagarían por

el conjunto de los consumidores. Adicionalmente, implica incorporar al proceso de planificación troncal a todas las líneas transversales que se requieran para el desarrollo de ERNC. Esto torna el proceso de planificación troncal tremendamente engorroso al deber incorporar decenas de proyectos que dependen de muchas iniciativas de generación de pequeña escala.

El sistema requiere más flexibilidad para incorporar líneas transversales, bajando los costos de transacción pero evitando subsidios cruzados, como ocurriría con la ley en discusión. Los proyectos deben pagar el costo de las instalaciones hasta el troncal, definido éste como las instalaciones que les sirven al conjunto del sistema, y no deben ser subsidiados incorporando al troncal líneas dedicadas, que son de exclusivo uso de unos pocos inyectores de energía. Adicionalmente, esas líneas deben también someterse al sistema de evaluación de impacto ambiental en forma integral. Ello no obsta para que las líneas adicionales, que deseen conectarse al troncal, puedan contar con mecanismos expeditos para obtener la concesión y la servidumbre de transmisión adicional.

Para enfrentar los costos de transacción que enfrentan diferentes generadores nuevos que deben coordinarse para desarrollar líneas de transmisión eficientes, proponemos una modificación de la regulación de líneas adicionales, definiendo una nueva categoría: Líneas de Transmisión Adicional de Interés Público. En casos en que existen diversos generadores con la necesidad de coordinar líneas de transmisión adicional el Estado podría tomar un rol más proactivo en apoyar proyectos de transmisión adicional, que cumplen ciertas características que permitan definirlo de interés público. La ley de concesiones de obras públicas establece un precedente al respecto. En este caso el Estado asume un rol de identificar proyectos de interés público y los concesiona al sector privado o proyectos de iniciativa privada que pueden ser declarados de interés público y sujetos de algunos mecanismos de apoyo público.

Basándonos en los conceptos de la ley de concesiones de obra pública, proponemos una adaptación de la legislación eléctrica para facilitar el desarrollo de líneas de transmisión adicionales de interés público. En esta línea se propone la identificación de proyectos de transmisión no troncal que impliquen líneas adicionales, que puedan ser declarados de interés público, o Transmisión Adicional de Interés Público (TAIP). Esta identificación la puede realizar el Estado directamente y hacer los estudios si logra obtener compromisos garantizados de financiamiento de estos o puede ser de

iniciativa privada, con el fin de promover la innovación y emprendimiento en este ámbito.

El tema fundamental es qué define una línea de transmisión de interés público. En la ley se debería definir requisitos mínimos que debe cumplir un proyecto de TAIP. Los TAIP deben tener externalidades positivas o costos de transacción que justifiquen el apoyo del Estado y deben ser soluciones eficientes desde el punto de vista del sistema de transmisión[8].

Específicamente se está pensando en:

1. Proyectos de transmisión que benefician a energías renovables lejanas de las zonas de consumo (por ejemplo, energía eólica en Chiloé o Lebu).
2. Proyectos de transmisión que benefician a varios generadores, sin agentes dominantes, en que existen significativos costos de coordinación (por ejemplo pequeñas centrales de pasada).
3. Proyectos de transmisión a centros poblados pequeños (por ejemplo zonas aisladas que presentan altos costos de energía).
4. Proyectos de transmisión en que existen importantes economías de escala e indivisibilidades y es necesario generar capacidad ociosa inicialmente para permitir la entrada de otros generadores y facilitar soluciones globalmente eficientes.
5. Proyectos de transmisión que permitan un menor impacto ambiental del proyecto en sí, y que posean ventajas territoriales frente a la concreción de los proyectos por separado.

En todo caso, para justificar el apoyo del Estado, se debería requerir una regla de participación máxima de cada interesado, para calificar como proyecto TAIP. A modo de ejemplo, se propone que el proyecto implique al menos tres generadores, no vinculados, y en que ninguno represente más del 40% de ocupación de la línea en el largo plazo. Adicionalmente, para poder obtener el apoyo estatal, se debe realizar una evaluación social que muestre la existencia de beneficios sociales significativamente superiores a los beneficios privados.

[8] Algunas de las propuestas para la transmisión adicional de interés público pueden ser incorporadas al esquema de inversión en transmisión troncal. Cuando abordemos estos aspectos específicos haremos referencia a su aplicación al troncal.

En la modalidad de TAIP de iniciativa privada el procedimiento podría ser el siguiente:

4.2.1 Etapa 1: Declaración de interés público

1. Uno o varios empresarios solicitan la declaración de un proyecto de transmisión como de interés público (TAIP), presentando una evaluación económica a nivel de pre factibilidad, que detalla los beneficios y costos del proyecto, además de la ingeniería conceptual de este y los beneficios de difícil apropiabilidad individual en esquema de línea adicional (reducción de costos de transacción, excedentes de consumidores, mayor competencia, externalidades ambientales, aprovechamiento de escala). Similar a lo requerido para la declaración de proyectos de interés público en concesiones.
2. Se exigiría que los proponentes sean consumidores o generadores que en su conjunto puedan ocupar un porcentaje significativo (por ejemplo, 30%) de la capacidad de transmisión propuesta.
3. El Estado (CNE y MOP) tendrá seis meses para responder a dicha solicitud, sobre la base de la revisión del estudio a nivel de pre factibilidad, un estudio ambiental estratégico[9] que evalúe los potenciales impactos ambientales de la propuesta y sus opciones de corrección, luego de hacer gestiones, que aseguren que se han tomado en cuenta los diferentes proyectos en desarrollo en el área de impacto.
4. Al final del periodo deberá declarar el proyecto como de interés público, o desecharlo.
5. El Estado en esta etapa velará por maximizar el impacto del proyecto buscando más interesados en participar del proyecto, incorporando además una visión de planificación geográfica de más largo aliento. El Estado podrá proponer dentro de esos seis meses ajuste al proyecto.
6. Una vez realizado los ajustes el Estado declara el proyecto de interés público, lo cual permite pasar a la siguiente fase en que se formalizan los compromisos.

[9] Un estudio ambiental estratégico ve de manera más global la situación ambiental de una zona, cuenca o ecosistema.

4.2.2 Etapa 2: Establecimiento de Compromisos a Firme

Si los proponentes concuerdan con el proyecto, estos deberán cofinanciar el estudio de ingeniería (proporcional a la potencia que cada uno planifica). Para pasar a la siguiente etapa de ingeniería, se le exigirá además a todos los interesados una boleta de garantía de participación en la co-financiación del estudio de ingeniería, proporcional a la potencia esperada de cada participante, como muestra de seriedad de la iniciativa. El compromiso a firme se debe realizar a través de un proceso formal de "open season", con privilegio de acceso a los que se comprometen a firme en este proceso.

4.2.3 Etapa 3: Estudio de ingeniería/factibilidad

1. Como resultado del estudio de ingeniería se obtendrá la solución técnica más eficiente y la inversión y VAN esperados.
2. Para aquellos proponentes que no les resulte atractiva la solución definitiva se les devolverá su garantía de participación.
3. Para empresas de energías renovables no convencionales, el Estado a través de CORFO aportará subsidios para el co-financiamiento de su parte correspondiente de los estudios.

4.2.4 Etapa 4: Licitación

1. Se formará una contraparte conjunta entre los proponentes privados y el Estado para llamar a licitación de la línea.
2. El Estado podrá ofrecer a la empresa de transmisión una contra garantía de flujo mínimo de un porcentaje del uso de las instalaciones (por ejemplo, 50%)[10].
3. Para el otorgamiento de la garantía del Estado, las empresas proponentes deberán asegurar un porcentaje de utilización de la línea con un contrato "take or pay" y dar garantías de ejecución de sus proyectos (por ejemplo, 50%). Los proyectos que no puedan dar estas garantías quedarán definidos como proyectos inciertos[11].

---

[10] Esta práctica es común en los proyectos concesionados, y genera incentivos al gobierno a evaluar apropiadamente los proyectos, de manera que los potenciales pasivos fiscales que generen malos proyectos se eliminen.

[11] La nomenclatura de proyectos ciertos e inciertos es homologa a la utilizada por Corfo en el proyecto de seguro a la inversión en transmisión para proyectos de generación ERNC.

4. La tarificación de la línea será fijada por la libre licitación a empresas transmisoras interesadas, con el límite del costo por unidad de la infraestructura adaptada a los proyectos de demanda cierta (definidos en el punto anterior).
5. Para reconocer la mayor contribución que realizan las empresas generadoras que ingresan antes se licitará por valor presente de los ingresos tarifarios. El pago por la transmisión con este esquema sería creciente en función del aumento esperado de la utilización de la línea con un horizonte máximo de 30 años, pero con la posibilidad de disminuirse dependiendo de la obtención de VPI de los ingresos del proyecto. Si la entrada anticipada de demanda futura gatilla que se alcance el VPI, se pueden formular dos alternativas: una es que termine la concesión y el Estado y los generadores realicen una nueva licitación con las expansiones necesarias; y la otra que se modifique de manera anticipada el régimen de tarificación, pasando las instalaciones al sistema de tarificación normal del sector, en que solo se remunera en esa etapa los costos operacionales e incrementales de inversión.

4.2.5 Etapa 5: Servidumbre

1. El desarrollo de transmisión adicional tendría derecho a utilizar el mecanismo de establecimiento de servidumbre mejorado con los cambios regulatorios en trámite. Lo mismo aplica al caso del TAIP.
2. El proceso de licitación se realizaría con el trazado definido sobre la base de un estudio ambiental estratégico.
3. La empresa que se adjudica la licitación sería responsable de realizar el EIA, incorporando la infraestructura eléctrica en el estudio.
4. La empresa adjudicada establecería la servidumbre utilizando la ley de servidumbre mejorada y en casos extraordinarios definidos por ley se podría recurrir a la capacidad del Estado de expropiar, con la obligación de licitar el terreno con la servidumbre establecida y la infraestructura desarrollada.

En síntesis, en el proceso de TAIP de iniciativa privada o pública la licitación se realiza por el Estado pero con una contraparte conjunta de todos los generadores y consumidores que participan en el financiamiento de los estudios de ingeniería. Se propone entonces licitar a un máximo de 30 años usando la regla en que el monto sube en directa proporción con el incremento de la demanda punta por la capacidad de

transmisión, valorizado al costo del sistema adaptado a la demanda cierta. Los generadores que efectivamente desarrollen su negocio pagarán a prorrata de su uso un sistema adaptado a la demanda cierta. En este esquema el monto será creciente en función del tiempo.

Un tema relevante es qué pasa si no se ejecutan proyectos de generación que estaban comprometidos como proyectos ciertos. En ese caso los generadores podrán ejercer las garantías correspondientes y compensar así el mayor pago que les corresponde. Por debajo de un cierto monto existiría una garantía del Estado, al igual que en concesiones de carreteras en cuyo caso este participa de la recaudación por concepto del ejercicio de garantías.

4.3 Servidumbre, Expropiación y Ordenamiento Territorial

Para desarrollar proyectos de transmisión eléctrica las empresas dedicadas al negocio del transporte de electricidad deberán ocupar con sus torres y tendido de cables terrenos particulares, fiscales, municipales, bienes nacionales de uso público, etc. utilizando como herramienta jurídica para gravar, en especial, los terrenos particulares, la institución de las servidumbres eléctricas contemplada en el DFL Nº 4 del Ministerio de Economía, Ley General de Servicios Eléctricos. Esta institucionalidad soluciona este aspecto, pero deja a las empresas de transporte de electricidad establecer la servidumbre a través del proceso que establece la ley eléctrica.

El establecimiento de servidumbre es uno de los factores que genera retrasos e incertidumbres en los tiempos necesarios para comprometer la entrada en operación de líneas de transmisión. Esto a su vez, genera barreras de entrada a nuevos proyectos de generación, por las dificultades para cerrar financiamiento, ya que se dificulta la obtención de compromisos recíprocos a firme.

Las dificultades para establecer servidumbre dicen relación con: el uso del establecimiento de la servidumbre como un mecanismo para resolver temas ambientales o sociales que no se han abordado adecuadamente o en que quedaron descontentos ciertos actores; la existencia de extorsión por parte de propietarios de la tierra para obtener una mayor compensación y problemas burocráticos por normativa mal definida o ambigüedades jurídicas.

El avanzar en mecanismos de ordenamiento territorial puede ayudar a reducir los conflictos ambientales y sociales, no así los otros aspectos. Es importante notar que en países desarrollados existen sistemas de planificación del territorio de carácter vinculante que permite orientar al sector privado respecto a las áreas en que se pueden desarrollar determinadas actividades. En Chile este tipo de mecanismo existe solo para el ámbito urbano, a través de los planes reguladores, que deben ser aprobados en las áreas metropolitanas, con la intervención de múltiples servicios. Sin perjuicio de avanzar en el ámbito interurbano en esta dirección, es fundamental hacer más expeditos los proyectos de transmisión a la brevedad, sin tener que esperar a que exista una normativa de ordenamiento territorial interurbano.

La ley de concesiones eléctricas aprobadas el año 2013 por el Congreso Nacional avanza en simplificar el mecanismos de establecimiento de servidumbre: por ejemplo permite el establecimiento de más de una comisión tasadora para un proyecto, lo que permite el trabajo en paralelo de diversas comisiones acortando los plazos totales; define procedimientos sumarios cuando surgen conflictos entre propietarios y concesionarios, y mediante la consignación de los pagos compensatorios permite la entrada al terreno, al dueño de la concesión, dejando en manos de la justicia definir la justa compensación; facilita el mecanismo de concesión provisional para hacer más expedita la preparación de licitaciones por los interesados; introduce mecanismos de arbitraje para el caso de conflictos entre concesionarios, acorta plazos que dispone la SEC para pronunciarse y elimina tramites secuenciales innecesarios. No obstante, el proceso de establecer servidumbre eléctrica sigue siendo contencioso ya que existen dos derechos que se superponen sobre el mismo territorio, generando costos de transacción inevitable si se quiere cautelar los derechos del propietario y de la empresa de transmisión eléctrica. Para facilitar el proceso y evitar la confiscación de derechos de los propietarios privados, se consideran dos opciones:

Que a solicitud de la empresa de transmisión eléctrica, que desarrolla proyectos troncales o adicionales de interés público, el Estado ejerza la facultad de expropiar a través de organismos públicos correspondientes en casos especiales en que la servidumbre eléctrica no es una opción expedita. En este caso, una vez desarrollado el proyecto de transmisión, se debería vender el terreno con la servidumbre eléctrica establecida y la línea construida, permitiendo evitar inversión innecesaria en activos físicos.

Que el Estado establezca para el Troncal exclusivamente una faja pública que también podría ser utilizada por otros servicios como redes de fibra óptica para la transmisión de voz y datos e incluso gaseoductos u oleoductos (Carretera Pública).

En cualquiera de los dos casos mencionados se requiere tener la posibilidad de pasar las líneas de transmisión por terrenos particulares, fiscales, municipales y bienes nacionales de uso público. Tratándose de los bienes fiscales y nacionales de uso público, no habría mayor problema, dado que el Estado a través de sus distintos organismos, como el Ministerio de Bienes Nacionales o el Ministerio de Obras Públicas, puede entregar o autorizar el uso de terrenos que están bajo su tuición para el uso en transmisión troncal o adicional de interés público. Sin embargo, tratándose de terrenos particulares o municipales, el Estado debe adquirirlos de modo tal que pasen a formar parte del patrimonio fiscal.

Para avanzar en esta dirección se requeriría un proyecto de ley de quórum simple, similar al artículo 12 de la Ley 18.777, que rige para el sector sanitario, que declare de utilidad pública todos los terrenos necesarios para las instalaciones de las líneas de transmisión troncal, permitiendo el uso de la herramienta de expropiación. En dicho proyecto se debe señalar cuando procede la expropiación y el órgano público con la facultad para expropiar.

Se propone que, al igual que en el caso de las empresas sanitarias, el que lleve adelante la expropiación sea la unidad de expropiación del Ministerio de Obras Públicas. En el periodo de mayor cantidad de proyectos de concesiones el Ministerio expropió más de 3.000 predios al año. El costo debería ser pagado íntegramente por el proyecto.

5 Conclusiones

El mejoramiento de la regulación de la transmisión eléctrica en Chile es fundamental en el corto plazo para evitar situaciones críticas de desintegración del mercado eléctrico chileno, con diferenciales de precios entre nodos cercanos que pueden ser equivalentes al costo marginal de generación de largo plazo del sistema. Esto implicará, especialmente para los clientes libres, escalamientos de precios muy significativos, ya que las generadoras han evolucionado a un sistema de precios acoplados a los costos marginales de corto plazo en los nodos relevantes. En el mediano plazo, las regulaciones inadecuadas en el mediano y largo plazo, reducen la competencia en generación, aumentan las barreras de entrada e implican una mayor inversión de respaldo y mayor vulnerabilidad del sistema eléctrico.

Los principales problemas regulatorios que posee el sistema de transmisión en Chile dice relación con: i) A la inadecuada normativa para el proceso de establecimiento de servidumbre, que implica que los proyectos de transmisión tomen más del doble del tiempo que se consideraba habitualmente. ii) Las dificultades para resolver conflictos ambientales que llevan a paralización de iniciativas. iii) Definición excesivamente restrictiva del troncal de transmisión, lo cual limita el espacio para la planificación de largo plazo. iv) Un esquema de tarificación que se enfoca casi exclusivamente en generar señales de localización suponiendo que el único objetivo es minimizar los costos de transporte de energía. Esta tarificación no toma en cuenta el rol de promoción de competencia que cumple una transmisión robusta y la necesidad de tener capacidad ociosa para aprovechar economías de escala y reducir barreras de entrada. v) La planificación, que tiene horizontes cortos y tasas de descuento elevadas, lo cual limita la posibilidad de aprovechar los recursos disponibles lejos de los centros de consumo. vi) La existencia de altos costos de coordinación para el establecimiento de líneas adicionales, lo que torna inviable o sub optimo proyectos de ERNC en que el país tiene ventajas. vii) Adicionalmente, las fallas de compromiso (coordinación,) para efectos de estructurar el financiamiento entre proyectos de transmisión y de generación también es un factor que impide alcanzar un desarrollo eficiente del sector.

Para enfrentar estas deficiencias se propone una modificación significativa a la regulación de la transmisión eléctrica.

Se propone, a partir del análisis de la fallas de mercado y de las experiencias de Chile y otros países, las siguientes reformas:

1. Establecer la facultad excepcional de que el concesionario pueda solicitar la expropiación de terrenos para facilitar el establecimiento de la servidumbre.
2. Avanzar en sistemas regionales de ordenamiento territorial que entreguen indicaciones sobre el uso del territorio.
3. Involucrar al Estado con instrumentos de Evaluación Ambiental Estratégica y levantamiento de línea base ambiental con el fin de orientar el desarrollo de líneas troncales y adicionales de interés público.
4. Modificar la definición de Troncal de transmisión, de modo de facilitar la planificación de un sistema de transmisión robusto que permita conectar en un solo mercado integrado a la mayor proporción del consumo nacional.
5. Modificar la tarificación del troncal de modo de que se pague en mayor medida de acuerdo a quienes se benefician por la transmisión, reduciendo los riesgos de comportamiento estratégico de los generadores con el fin de reducir la competencia y generar capacidad ociosa para aprovechar economías de escala y facilitar nuevos entrantes, especialmente vinculados a los recursos renovables que posee el país.
6. Definir un nuevo concepto de líneas de Transmisión adicional de interés público, que reduzca los costos de transacción y fallas de compromiso asociadas al desarrollo de proyectos de ERNC.

6 Referencias

Anderlini, Luca & Felli, Leonardo, "Transaction Costs and the Robustness of the Coase Theorem", Enero 2011.

Arellano, M.S. y Serra, P. (2004) Principios para tarificar la transmisión eléctrica, Cuadernos de Economía, Vol. 41 (Agosto), pp. 231-253

Boiteux, M. (1960), "Peak load-pricing", Journal of Business 33: 157-179.

Borenstein, S., J. Bushnell, S. Stoft (2000), "The Competitive Effects of Transmission Capacity in a Deregulated Electricity Industry". The RAND Journal of Economics 31: 294-325.

Brunekreeft, G. (2005) "Regulatory issues in merchant transmission investment," Utilities Policy, vol. 13, p. 12.

California ISO, "Comments of the Imperial Valley Renewable Energy Task Force to the draft California ISO 2010/2011 Transmission Plan", abril 2011.

CleanEnergy States Alliance, "California Energy Commission – Renewable Energy Transmission Initiative", 2010.

California Energy Commission, "Renewable Energy Transmission Enitiative (RETI)", revisado online en http://www.energy.ca.gov/reti/index.html

Chao, H.-P y S. Peck (1996), "A Market Mechanism for Electric Power Transmission". Journal of Regulatory Economics 10: 25-59.

Crampes, C. y J. Laffont, (2001), "Transport Pricing in the Electricity Industry". Oxford Review of Economic Policy, 3: 313-328.

Green, R. (1997), "Electricity Transmission Pricing. An International Comparison". Utilities Policy 6: 77-184.

Hogan, W. (1992), "Contract Networks for Electric Power Transmission". Journal of Regulatory Economics 4: 211-242.

Hogendorn, C. (2003), "Collusive Long-Run Investments Under Transmission Price-Caps". Journal of Regulatory Economics: 24: 271-291.

Jadresic, A. (2007) "Solución de controversias mediante comisiones de expertos en Chile", Expansiva, en foco 101.

Joskow, P. (1976), "Contributions in the Theory of Marginal Pricing". Bell Journal of economics 7: 197-206.

Joskow, P. y J. Tirole (2000), Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks. RAND Journal of Economics 31: 450-487.

Joskow, P. and J. Tirole, (2005) "Merchant transmission investment," Journal of Industrial Economics, vol. 53, pp. 233-264

Lie T. y X.H. Tan (2001), "Allocation of Transmission Loss Cost Using Cooperative Theory In The Context of Open Transmission Access", IEEE Power Engineering Society Winter Meeting 3: 1215-1219.

Milgrom and Roberts. “Bargaining costs, influence activities, and the organization of economic activity. In Perspectives on Political Economy, eds. James Alt and Kenneth Shepsle, 57-89. Cambridge: Cambridge University Press. 1990.

Molina, J.D. and Rudnick, H. (2010) Transmission of Electric Energy: A Bibliographic Review, IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS, VOL. 8, NO. 3.

Oliver E., Williamson.”Transaction Cost Economics: An Introduction”. Economics Discussion Papers, No 2007-3. http://www.economics-ejournal.org/economics/discussionpapers/2007-3, 2007.

RETI Coordinating Committee, “Renewable Energy Transmission Initiative Phase 2ª Final Report”, septiembre de 2009.

Rious, V, J.-M. Glachant, Y. Perez, and P. Dessante (2008) “The diversity of design of TSOs,” Energy Policy, vol. 36, pp. 3323-3332.

Rudnick, H. “La Carretera Eléctrica: ¿Un Nuevo Concepto? XI Jornadas de Derecho de Energía, Facultad de Derecho, Pontificia Universidad Católica de Chile. Julio 2011.

Schweppe, F.C.; M.C. Caramaris; R.D. Tabors y R.E. Bohn (1988), Spot Pricing of Electricity. Kluwer, Boston.

State Energy Conservation Office, “Wind Energy Transmission”.

U.S. Department of Energy – Energy Efficiency & Renewable Energy, “Wind & Water Power Program”.

7 Anexo: Resumen de Revisión de Experiencias Internacional

	Argentina	Brasil	Chile	Colombia	España
Definición de transmisión	Comprende tensiones de 132 kV, 220 kV y 500 kV. Estas redes son de libre acceso.	Considera líneas de 500 kV o de 750 kV. Las redes son de libre acceso a agentes que cumplan con las condiciones de conexión.	El troncal incluye las instalaciones con tensión nominal igual o mayor a 220 kV y características de variabilidad en la magnitud y dirección de los flujos. Se asegura acceso abierto y no discriminatorio en la conexión de centrales.	Conjunto de líneas, y sus módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV. Se asegura libre acceso bajo los procedimientos de redes de operación de la CREG.	Está constituida por la red de transporte primario (capacidad mayor o igual a 380 kV) y secundario (sobre 220 kV no incluidas en la red primaria). Se asegura libre acceso sin discriminación, si existe la capacidad.
Propiedad	Actividad llevada a cabo por una única concesionaria privada, Transener.	Operación y administración es llevada a cabo por el Operador Nacional do Sistema Elétrico, persona jurídica de derecho privado.	Son propiedad privada. El derecho a construir se obtiene a través de una licitación abierta.	Se llevó a cabo un proceso de privatización desde la dictación de la Ley 143 de 1994.	Propiedad privada.
Integración vertical	No se permite para generadores. El regulador puede autorizar a una empresa de transmisión a adquirir acciones de otra empresa de transporte y distribución.	Prohibida para empresas de distribución con generación o transmisión, a menos que tengan un permiso especial. Generación no pueden tener participación en empresas de distribución y transmisión.	No permitida en las empresas de transmisión, pero si se permite para otras empresas o clientes libres, estableciendo un participación máxima del 8% de la inversión total del sistema.	Se permite para empresas que estuviesen integradas antes de la dictación de la Ley 143 de 1994.	Prohibida la integración, a menos que las actividades sean realizadas por sociedades diferentes.
Planificación del troncal					
Horizonte de planificación			Las señales de expansión son generadas cada 4 años considerando un horizonte de evaluación de 10 años		
Expansión	Es planificada por el organismo regulador.	El operador propone al regulador un plan de expansión que es estudiado por Eletrobras y sometido a aprobación del Ministerio de Minas y Energía, y se lleva a cabo un mecanismo de subastas para la realización de nuevas obras.	La Comisión Nacional de Energía realiza un proceso centralizado de planificación de la expansión con insumos de las empresas pertenecientes al mercado. Se ha establecido un mecanismo de licitaciones para la realización de obras nuevas de transmisión	La planificación es realizada por el Ministerio de Minas y Energía, considerando las propuestas de expansión que han enviado los agentes del mercado, y que han sido aprobadas por su unidad de planeamiento minero energético. un sistema competitivo de subastas	La planificación es realizada por la empresa Red Eléctrica de España, en coordinación con los distintos agentes de mercado, y la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico. La decisión final es tomada por el Ministerio de Industria y Energía.

	Argentina	Brasil	Chile	Colombia	España
				para permitir el ingreso de nuevos inversores al mercado regulado de la transmisión.	
Valorización y tarificación					
Pago de las instalaciones		Las instalaciones son remuneradas a 30 años.	Es retribuido con una tasa de descuento de 10% a 30 años en base al valor nuevo de reemplazo (VNR)	La Comisión de Regulación de Energía y Gas calcula cada tres años las tarifas necesarias para cubrir el VNR, la operación y mantenimientos, en la forma de cargos por inyecciones y retiros. Las nuevas líneas se remuneran a 30 años.	La retribución de la actividad de transporte se establecerá reglamentariamente atendiendo a los costes de inversión y operación y mantenimiento de las instalaciones
Pagos por uso	Los cobros son organizados por nudos, y en cada uno de éstos se establece un costo marginal de energía y costos de operación y mantenimiento. Los porcentajes bajo los cuales se cobra a los usuarios (generadores o consumidores), son variables y se estiman mediante el algoritmo establecido en el punto 6.2.2 del Anexo 18 de la Ley 24.065.	La Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) calcula los cobros de manera anual en base a los ingresos de la “red básica” y de sus usuarios, según energía y potencia. El pago se organizan en partes iguales del costo del sistema principal, en un esquema 50%/50% entre consumidores y generadores.	Los usuarios del sistema de transmisión pagan el ingreso tarifario, que busca cubrir las pérdidas óhmicas en el sistema. La relación de pagos generadores/consumidores varía según el tramo del sistema: Dentro del AIC: 80%/20%. Fuera del AIC, si el flujo va hacia ella, 100%/0% Fuera del AIC, si el flujo sale de ella, 0%/100%. La excepción son los pequeños consumidores que pagan, basado en su potencia conectada (menos de 2 MW) o su consumo de energía consumida (entre 2 y 15 MW de potencia), y los generadores ERNC, que no pagarán o pagarán una parte del peaje troncal.	Se realizan dos pagos, uno nodal por conexión (costo asociado a conectar al agente al sistema nacional de transmisión) y otro por uso de la red según la potencia y la tipificación del agente (zona, tipo de central). Los cargos se cobraban 50%/50%, pero recientemente se cambió a 0%/100%.	Los pagos del sistema son distribuidos en un esquema 0%/100%
Servidumbres y concesiones					
Características	Afecta a los terrenos y comprende restricciones para construir y asegurar el correcto funcionamiento de las instalaciones.	Otorga el derecho para realizar los actos de construcción, mantenimiento, conservación e inspección de líneas de transmisión en dichas áreas. Los propietarios de los predios	Se crea a favor del concesionario de la servidumbre y afectan, entre otros, las postaciones y líneas eléctricas, en aquellas partes que usen bienes nacionales de uso público o heredades haciendo uso de servidumbres	Otorga el derecho para quién imponga la servidumbre, de practicar estudios, levantar planos y proyectos.	para la imposición de servidumbre, las instalaciones deben ser declaradas como de utilidad pública

	Argentina	Brasil	Chile	Colombia	España
		sirvientes tienen derecho a recibir una "indemnización justa".			
Organismos involucrados	Tribunal de tasaciones para la determinación del monto de las compensaciones.	El Gobierno participa a través del envío de un Real Decreto	Los interesados (empresa y dueño del predio) deben llegar a acuerdo. De no ser así el Ministerio de Energía designará una comisión para que practique el avalúo de la indemnización correspondiente.	Los interesados, el juez que inspeccionará los predios y eventualmente designará peritos para fijar la indemnización.	Son otorgadas por la Dirección General de Política Energética y Minas. Las partes negocian el monto de las compensaciones. De no haber acuerdo un Jurado provincial de Expropiación establecerá el *justo precio.*
Plazos	Caducará si no se hace uso de ella en 10 años, de lo contrario, el uso y compensaciones son de carácter permanente. Sobre la tasación, el juez tiene 30 días, prorrogables por otros 30, para pronunciarse.	Las servidumbres pueden ser permanentes o temporales		Para poder imponer servidumbre, la empresa que realiza el proyecto debe entregar su descripción Luego, existe un plazo de 3 días para que sea trasladada al demandado, de 48 horas para que el juez inspeccione los terrenos. Dentro de los 5 días siguientes a la notificación al afectado, éste puede manifestar su disconformidad con las compensaciones	De no haber acuerdo sobre el monto de las compensaciones, las partes tienen un plazo de 20 días para presentar por separado, el "justo precio". De persistir el desacuerdo luego de 10 días y del rechazo del monto por ambas partes, un Jurado Provincial de Expropiación será el encargado de establecer este justo precio

	California (EE.UU.)	PJM (EE.UU)	México	Nueva Zelanda	Perú	Reino Unido
Definición de transmisión	Instalaciones para transportar electricidad que tienen uno de los siguientes niveles de tensión Alto: entre 69 kV hasta los 230 kV, extra alto: entre 345 kV y los 765 kV y ultra Alto: entre 1.100 kV y 1.500 kV. Se asegura libre acceso a agentes que cumplan las condiciones dictadas por la Comisión Federal Regulatoria de Energía		Considera los niveles de tensión de 400 kV, 230 kV y 161 KV. La ley reconoce un acceso libre y sin discriminación al sistema de transmisión.	Red de líneas de voltajes HVAC 220, 110, 66, 50 kV; HVDC: 350, 270 kV AT y subestaciones que conectan las áreas con las de consumo. Existe el concepto de acceso abierto, de forma no discriminatoria, a todos los clientes.	Son las instalaciones de alta (mayor o igual a 30 kV hasta 100 kV) o muy alta tensión (superior a 100 kV) que permiten el intercambio de energía eléctrica. se asegura libre acceso siguiendo los procedimientos de conexión.	El National Electricity Transmission System, el cual está compuesto por líneas de 275kV y de 400 kV. Se asegura acceso abierto para todos los agentes cumpliendo los procedimientos del su código de red.
Propiedad	La propiedad de las líneas es privada		Monopolio a cargo de la Comisión Federal de Electricidad, organismo estatal.	Existe una única empresa que presta el servicio de transmisión, Transpower	Son adjudicadas a privados a través de procesos de licitación.	Existen 3 empresas privadas: National Grid Electric Transmission plc, Scottish Power Transmission Limited y Scottish Hydro Electric Transmission Limited .
Estructura e integración vertical	Se conserva el concepto de “Utility”, donde la misma empresa realiza labores de generación, transmisión, subtransmisión y distribución.		Permitida porque todos los segmentos son desarrollados por el Gobierno.	No existe. Según el “Electricity Act 1992”, el sector transmisión es incompatible con otros sectores.	La integración está permitida siempre que no implique una disminución, daño o restricción a la competencia y a la libre concurrencia en los mercados de la generación, transmisión y distribución.	El *Electricity Act 1989* apuntó a disminuir la integración, pero el sector generación se integró en parte con el comercializador.
Planificación del troncal						
Horizonte de planificación				Se considera un horizonte de 10 años, con revisión anual.	Se establece como corto plazo 3 años, y 10 como largo plazo. El análisis de CP permite identificar restricciones en líneas y transformadores, mientras que el análisis de LP es para analizar la suficiencia de la generación.	
Expansión	La planificación es realizada por el Independent System Operator coordinado con los agentes de mercado. La decisión es tomada por el ISO, con consultas a FERC y la PUC.		Todos los aspectos técnicos son de responsabilidad de la Comisión Federal de Electricidad		El Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional elabora un Plan de Transmisión según criterios aprobados por el Ministerio de Energía y Minas	La planificación de la expansión es realizada por la National Grid Company, que luego somete dichos planes a la aprobación del Ministerio de Energía y Cambio Climático para realizar las inversiones.

	California (EE.UU.)	PJM (EE.UU)	México	Nueva Zelanda	Perú	Reino Unido
Valorización y tarificación						
Pago de las instalaciones	Se recuperan los costos de inversión, operación y mantenimiento con un cargo por acceso a la red. Dichos cargos son aprobados por FERC.		La fijación de tarifas tenderá a cubrir las necesidades financieras y las de ampliación del servicio público, reflejando el costo económico del sistema de transmisión. Los costos se distribuyen entre los usuarios, a través de cargos fijos, cargos por demanda y energía consumida, entre otros.	Las inversiones se recuperan a través de un cobro por el uso físico de la red, mediante cargos de uso (demanda) y cargos de interconexión (generación), considerando que los costos futuros de instalaciones son independientes de los costos de inversiones pasadas.	La anualidad de la inversión es calculada considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, la vida útil y la Tasa de Actualización fijada en un 12%	El cargo por uso del sistema está orientado a recuperar el costo de instalación y mantenimiento del Sistema Nacional de Transmisión Eléctrica. Refleja el costo marginal de inversión asociado al transporte de electricidad. El monto de los cargos será determinado por la ubicación geográfica de los usuarios.
Pagos por uso	El sistema se basa en dos cobros: uno por acceso determinado por el dueño de la transmisión (PTO) y otro por uso, calculado por el ISO. El esquema de pago es 0%/100%.	La red es pagada tanto por las inyecciones, como por los retiros. Existen cargos por acceso, calculados proporcionalmente en base a la contribución a la demanda de punta, y por congestión, en base a la diferencia de los precios marginales.		Contempla los cargos por: conexión, interconexión, uso del sistema HVDC y un ajuste del valor económico. El cargo por el sistema HVDC es cargado a los generadores que se ubican en la isla del sur, todo en base a prorratas.	Considera dos pagos: un ingreso marginal y un cargo complementario en proporción a la potencia firme del generador. El costo del sistema común es cubierto 100% por los consumidores.	
Servidumbres y concesiones						
Características	Las compañías que desarrollen proyectos de transmisión deben negociar las servidumbres para derecho de paso con cada dueño de terreno a afectar. Pueden adquirirlas bajo dominio eminente (un tribunal determina el precio de la compensación)		No se entregan a privados.	Las compensaciones son resultado de un proceso de negociación entre Transpower y el dueño del terreno	Comprenden el derecho del concesionario de tender líneas por medio de postes, torres o por ductos subterráneos en propiedades del Estado, municipales o de terceros	Derecho legal a perpetuidad para que la National Grid pueda instalar, usar y mantener sus equipos.
Organismos involucrados	La FERC autoriza la realización del proyecto e impone la normativa que rige el proceso.		El ejecutivo Federal debe entregar una declaración para obtener derechos de dominio para los fines del Estado o en interés de la colectividad.	Las partes y los tasadores, que deben regirse según lo que expresa el “Public Works Act 1981”.	El Ministerio de Energía y Minas tiene la facultad de imponer con carácter forzoso el establecimiento de servidumbre y fijar el monto de la compensación.	
Plazos					Los pagos de compensaciones deben ser hechos previos al inicio de las obras.	

ESPACIO PÚBLICO