

Elementos centrales de la Ley Corta I

Central elements of the 2004 amendments to the Electricity Act

Jorge Rodríguez Grossi* y Andrea Butelmann Peisajoff**

La Ley Corta I resolvió urgentes problemas en transmisión eléctrica, los que se constituían en graves barreras a la inversión en ese segmento y a la entrada de nuevos actores en el segmento de generación. Adicionalmente, atacó los efectos perversos que surgían de la falta de un sistema de resolución de conflictos independiente y calificado en un sector con múltiples interacciones entre agentes y, por tanto, con variados conflictos.

Palabras clave: Ley eléctrica, transmisión eléctrica, resolución de conflictos.

The so called Short Law I resolved urgent problems in the electricity transmission, which constituted important barriers to investment in that segment and barriers to entry for new investors in the generation sector. Additionally, it dealt with the pernicious effects caused by the lack of an independent and qualified body for disputes resolution for a sector with multiple agent interaction and, consequently, with varied conflicts among them.

Key words: Electricity law, electricity transmission, disputes resolution.

RESUMEN / ABSTRACT

Introducción

La evaluación permanente de las reglas que definen el funcionamiento de un sector tan clave en el desarrollo de toda economía como es el eléctrico, es una necesidad. Siempre habrá espacio para mejorar la eficiencia del sector y, adicionalmente, los cambios en las condiciones tecnológicas y de disponibilidad de recursos energéticos han traído nuevos desafíos que deberán resolverse. Es por eso que al cumplirse diez años de la formación del Panel de Expertos Eléctrico conviene celebrar los logros de la ley que le dio vida y también reflexionar sobre futuros cambios en la legislación que parezcan necesarios.

* Ph.D. © en Economía, Boston University, EE.UU., Magíster en Estudios Latinoamericanos, Boston University, EE.UU., Decano Facultad de Economía y Negocios, Universidad Alberto Hurtado. Correo electrónico: jrodrigu@uahurtado.cl

** Ph.D. en Economía, Universidad de Chicago, Directora Magíster Economía Aplicada a Políticas Públicas, FEN, Universidad Alberto Hurtado. Correo electrónico: abutelmann@uahurtado.cl

I. Motivaciones para la Ley N° 19.940, de 2004, o Ley Corta I

Al año 2002 el sector presentaba varios desafíos. Los principales eran la falta de inversión en transmisión en algunos áreas geográficas del país y la enorme cantidad de divergencias entre generadoras que no se resolvían al interior del CDEC (Centro de Despacho Económico de Carga) y que agobiaban a la Comisión Nacional de Energía y al Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, quien resultaba tener la responsabilidad de juez de las disputas no resueltas.

La falta de inversiones en transmisión repercutía, a su vez, en la entrada de nuevas generadoras y, por lo tanto, en la competencia en ese segmento. Por ello, los precios en las distintas localidades estaban desacoplados, perdiendo el sistema eléctrico su carácter de “integrado” y disminuyendo las posibilidades de respaldo que este se supone debiera otorgar.

El problema de la transmisión radicaba en el hecho que la remuneración del servicio de transmisión no era predecible, lo que generaba incertidumbre tanto para los inversionistas en capacidad de generación como en transmisión. A pesar de ser provisto por un monopolio natural y estar sujeto a regulación, la ley permitía que los usuarios cuestionaran los cobros, lo que ponía en dudas el pago del 100% de la remuneración prevista. En efecto, recurrir a arbitrajes era común y la suma de los cobros según los fallos arbitrales no necesariamente aseguraba la cobertura del 100% de lo invertido. Por ello, si bien existían instancias para resolver las discrepancias entre las partes, estos procesos generaban largos períodos de debate y la consecuente incertidumbre respecto a sus resultados. Esta situación institucional provocaba una enorme incertidumbre a las inversiones en transmisión y debilitaba el proceso de contratos dentro del sistema eléctrico. Además, por la característica *ad hoc* de estas instancias arbitrales era usual que los fallos fuesen sustancialmente diferentes para instalaciones similares. Todo ello redundaba en importantes barreras a la entrada de nuevos actores.

A los problemas de la falta de predictibilidad de los peajes de transmisión, se sumaban los efectos de la fuerte integración vertical entre los segmentos de generación y de transmisión. De hecho, hasta el año 2001 la propiedad del principal grupo generador y de la empresa de transmisión del Sistema Interconectado Central estaba en las mismas manos. Ello aun cuando en la mayoría de las legislaciones comparadas se plasma la idea de que el propietario de las inversiones de transmisión –en general, regulado– no debe tener intereses en el sector de generación, puesto que, de tenerlos, se estaría incentivando a monopolizar este último sector, que no es regulado por ser potencialmente competitivo. Sin embargo, en Chile, antes de promulgarse la Ley Corta I, no existía tal prohibición.

En cuanto a las divergencias, estas son inevitables entre agentes de un sistema eléctrico integrado ya que existen múltiples transferencias y reliquidaciones que se deben hacer entre ellos y cada una da espacio para divergencias. Ejemplos de temas en las que surgen estas diferencias son las transferencias de energía y de potencia firme, el cálculo de los peajes, la operación del sistema de despacho centralizado, etc. Sin embargo, estaba estipulado que, para que estas fuesen solucionadas en el seno del CDEC respectivo, las decisiones debían ser unánimes. Esta restricción aseguraba que la gran mayoría de las divergencias pasasen a la siguiente instancia, es decir, la resolución de los conflictos recaía en la Comisión Nacional de Energía y en el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Estos conflictos trataban eminentemente sobre la distribución final de la recaudación de los pagos de los clientes entre los mismos generadores –es decir, entre privados–, y quedaba en manos de un Ministro de Estado sancionar tal distribución. Tal situación provocaba presiones y cabildeos inaceptables sobre una autoridad política para resolver conflictos que claramente requerían de un proceso público y transparente, que incluyera principios jurídicos mínimos como, por ejemplo, la bilateralidad de la audiencia.

Otras de las falencias que se advertían en materia de posibilidades de competencia en el mercado de clientes libres era la inexistencia de peajes de distribución que permitieran a este tipo de clientes –en caso de ubicarse dentro del área de concesión de una empresa distribuidora– contratar directamente con el generador que le ofreciera mejores condiciones y utilizar la red de distribución para recibir su energía sujeto a tarifas no monopólicas.

A continuación analizaremos los avances que introdujo la Ley Corta I en dos materias clave: transmisión y resolución de conflictos.

II. Soluciones adoptadas en el sistema de transmisión

Existía entre los analistas un alto grado de consenso en algunos temas que debían ser solucionados en forma urgente. En particular, terminar con la posibilidad de integración vertical entre generación y transmisión, la necesidad de clasificar a la transmisión eléctrica como servicio público, asegurarle 100% de su remuneración a todo evento y, por último, tener una instancia de resolución de conflictos fuera del ámbito del Poder Ejecutivo, más moderna y que generara predictibilidad.

Así, la ley se puso al día en cuanto a regular la organización de esta industria. En efecto, a pesar de que gran parte de la red de transmisión ya había sido enajenada por Endesa, finalmente quedó estampa-

da en la ley la prohibición de la integración, aunque en forma parcial ya que reconoce algunas propiedades menores integradas ya existentes.

Por otra parte, era necesario planificar la inversión en transmisión puesto que por un lado el transmisor no necesariamente tiene plena información de cuáles serán las inversiones requeridas por los usuarios en el futuro y que, por otro, es ineludible coordinar las necesidades de todos para dimensionar en forma óptima estos activos que serán compartidos y presentan indivisibilidades o economías de escala importantes. Adicionalmente, al estar asegurada el 100% de la remuneración a una tasa de costo de capital alta (10% antes de impuesto y constante en el tiempo), existía el riesgo de sobreinversión si se dejaban las decisiones en mano del transmisor, pues tendría asegurado el pago a sus inversiones.

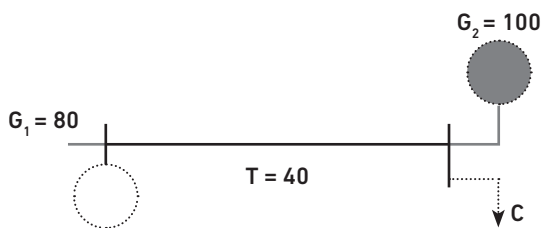
Es por ello que la ley, junto con darle a la transmisión la categoría de servicio público, para así poder introducir la obligación de servicio y expansión, debió definir un mecanismo para planificar tal expansión. Se establece para tal efecto un procedimiento novedoso –en relación a lo existente en la regulación chilena de servicios públicos– para la determinación de los peajes y la expansión del sistema de transmisión troncal, consistente en un procedimiento participativo de todo el sector eléctrico –autoridad, transmisor, generadores y clientes no protegidos por la regulación tarifaria– con estudios técnicos de carácter independiente en que la autoridad solo tiene un rol de dirección y coordinación del procedimiento. Así se produce mayor equilibrio entre el regulador y los regulados. Este estudio de transmisión troncal debía entonces valorizar las inversiones existentes y definir las expansiones futuras.

En cuanto a cómo distribuir la carga de financiar las instalaciones de transmisión, había entonces consenso entre los especialistas en varios temas. En primer lugar –como ya se dijo– estaba claro que se debía dar certeza al financiamiento del total del sistema de transmisión troncal y a las expansiones que se mandataran. También era compartida la idea de lo esencial del sistema de transmisión para que exista un mercado eléctrico, beneficiando así a todos los participantes, independientemente del uso físico que cada productor o consumidor le diera en cada momento en el tiempo. Es decir, la posibilidad de intercambio genera excedentes para todos los participantes en el mercado y, en ese sentido, no sería tan relevante quién paga mientras ello no excluya a nadie del mercado, en el sentido de extraerle más que su excedente. Es así que el proyecto fue enviado inicialmente desde el Ejecutivo con una distribución de pagos de 50% a cargo de los generadores y 50% a cargo de distribuidoras y clientes libres.

Sin embargo, al llegar a este punto surgieron los disensos. Si bien en un país de otras características geográficas podría ser indiferente quién sustenta el costo de la existencia del mercado, es decir, de la

línea de transmisión; en un país con nuestra geografía y con la peculiar distribución de su población y centros de consumo eléctrico, se consideró importante dar una señal económica que valorara la localización. De otra manera, las plantas generadoras que se ubicaran lejos de los centros de consumo estarían siendo subsidiadas por el resto de los actores del sistema y, también negativo, habría sobreinversión en líneas de transmisión. En definitiva, la electricidad terminaría siendo más cara, como se grafica en el siguiente recuadro. Ello es así porque que el sistema de despacho no considera el costo total de las instalaciones de transmisión usadas en la operación. Finalmente, luego de una larga discusión, tanto al interior del Ejecutivo como en el Congreso, se consensuó una distribución de 80% pagada por los productores y 20% por los consumidores del sistema troncal.

Distintas distribuciones de los costos de transmisión entre generadores y consumidores dan distintos precios finales:



- Si el costo de transmisión T es asignado al generador, el precio final es:

$$100 \text{ (generador más cercano) } + 0 \text{ (transporte) } = 100$$

- Si el costo de transmisión T es asignado al consumo C , se instalará el generador lejano, que será despachado por ser más barata su energía y el precio final es:

$$80 \text{ (generador más barato) } + 40 \text{ (transporte) } = 120$$

Así, a las discrepancias ya descritas, se agregaba la necesidad de resolución de conflictos que produciría el nuevo sistema de valorización y expansión del sistema troncal. Era urgente que este cúmulo de conflictos fuese dirimido por un tercero, independiente y altamente calificado. De ahí surge el Panel de Expertos eléctrico al que nos referiremos más adelante y cuyos 10 años de existencia celebra el presente volumen.

Otro concepto a destacar que introdujo la ley fue la diferenciación entre ampliaciones y nuevas obras en el sistema de transmisión troncal. Las ampliaciones deben ser realizadas por el propietario de la instalación que se está ampliando, si bien la construcción debe ser licitada y

su valor máximo será determinado por el mismo estudio de transmisión troncal. Por otro lado, las obras nuevas las podrán realizar y operar también otras empresas. Para la adjudicación de estas, es mandatorio realizar una licitación internacional y el valor definido por el estudio será solo referencial. El valor anual más bajo ofertado determinará quién es el adjudicatario y, adicionalmente, sus ingresos en los primeros cinco períodos tarifarios en que opere, para después de ello incorporarse al proceso de valorización del resto de las instalaciones a través del estudio ya mencionado.

Esta diferenciación entre ampliaciones y obras nuevas es muy interesante porque intenta darle mayor profundidad y categorías de diferenciación al concepto global de economías de escala. Es decir, rompe con el concepto de que toda la red es un monopolio natural y solo el crecimiento de una instalación existente goza de la característica de tener costos medios decrecientes. Instalaciones nuevas no necesariamente presentan tal característica. Los criterios para diferenciar las nuevas obras de las ampliaciones son su magnitud, el que su trazado sea distinto y sus instalaciones independientes de las obras existentes.

Lo anterior se ve reflejado en los resultados efectivos en costos que han tenido las obras en el sistema troncal desde que se dictó la ley. El cuadro siguiente confirma que las licitaciones de obras nuevas han podido realizarse a precios menores a los referenciales gracias a la competencia que se da en la licitación y que no existe en el caso de las ampliaciones, las que se han realizado a costos mayores a los referenciales. Es importante aclarar que la ley permite que el valor licitado de las ampliaciones sea hasta 15% superior al determinado en el estudio.

Tipo de obra	Precio Referencia MMUS\$	Precio final MMUS\$
Nuevas obras	189,6	164,1
Ampliaciones	23,4	25,7

III. El Panel de Expertos

Esta es sin duda la mayor innovación, al menos en el contexto regulatorio chileno, de la llamada Ley Corta I. Hacía ya tiempo que existía un diagnóstico negativo sobre la forma de resolver controversias en los diversos sectores regulados. Desde la nefasta ponderación de los estudios de la empresa y la autoridad para calcular el valor agregado de distribución que incentiva la divergencia de ellos, hasta las comisiones de peritos en los sectores de telecomunicaciones y sanitarios que, a pesar de tener tres miembros, finalmente uno solo es independiente y que, adicionalmente, al ser comisiones *ad hoc* para cada proceso tarifario no pueden crear un acervo de conocimiento y generar predictibilidad en sus decisiones.

En este contexto de aprendizaje de las falencias de otros sistemas de resolución de controversias y entendiendo que estas –por el alto grado de interacción entre los oferentes en este mercado integrado de despacho centralizado– son mucho más frecuentes y complejas, era patente la necesidad de una institucionalidad para la resolución de conflictos mucho más fuerte que la que se había diseñado en los otros sectores. La fortaleza estaría dada por su independencia, la estabilidad en su conformación y la calidad técnica de sus miembros.

Es así, que la ley Corta I crea un órgano permanente, y no ocasional para tal o cual conflicto, posibilitando la generación de precedentes y homogeneidad de criterios, lo que en definitiva aumenta la certeza sobre las reglas que rigen el sector. La composición es multidisciplinaria con abogados, ingenieros y economistas. Los miembros son nombrados por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia mediante concurso y, por tanto, con independencia de las autoridades del sector eléctrico y de las empresas reguladas.

Para promover la convergencia de los posiciones de las partes, minimizando así los efectos de la asimetría de información, se establece en la ley que la forma en que el Panel de Expertos debe dirimir cualquier discrepancia es la de elegir alguna de las alternativas planteadas. Adicionalmente, el sistema gana certeza por la celeridad en que se resuelven los asuntos –máximo de 30 días hábiles– y el carácter vinculante del dictamen del panel para el que no caben recursos posteriores.

Todas estas características han redundado en la resolución eficiente de cada conflicto y el aumento de la certeza jurídica. La claridad de los precedentes y la imposibilidad de alterar decisiones por medio de *lobby* ha resultado en una reducción importante en el número de litigios en el sector (ver artículo de Juan Carlos Olmedo en este volumen). El éxito de este diseño ha sido reconocido por el mercado y las autoridades, y hoy, cuando se discuten cambios en las regulaciones del mercado del gas, no caben dudas de que las potenciales controversias serán vistas por el Panel de Expertos Eléctrico o, en el futuro, energético. Solo cabe esperar que modalidades similares también sean adoptadas para otros sectores regulados.

IV. Los desafíos en transmisión

Tal como decíamos en un inicio, las soluciones regulatorias para un sector con tantas complejidades, no van a estar nunca totalmente terminadas. Un sistema de planificación centralizada para la inversión en transmisión no tiene una relación fácil con un sistema de generación de inversiones descentralizadas, por mucho que el primero se alimente del segundo. En efecto, el desarrollo de inversiones en transmisión parece

ser aún insuficiente, en parte, porque para tener las inversiones la garantía de 100% de pago a todo evento, las nuevas inversiones deben ser mandatadas por el proceso de evaluación que se hace solo cada cuatro años. Este, además, se basa en las obras en construcción y otras incluidas en el Plan de Obras de la CNE. Dicho plan es relativamente útil para fijar precios de corto plazo basados en desarrollo por precios de combustibles, pero es poco amplio y fidedigno en cuanto a escenarios de inversión futura en generación.

Adicionalmente, la ley es muy exigente en la evaluación de la necesidad de invertir en ampliaciones y nuevas obras, permitiendo holguras de inversión quizás bajas para dar más seguridad al sistema. Según algunos autores, el estudio termina arrojando inversiones extremadamente ajustadas porque a los incumbentes no les interesaría financiar holguras que permitirían la entrada de competidores en un plazo más breve en comparación con tener que esperar hasta el próximo estudio. Por otro lado, la filosofía del sistema eléctrico es operar a mínimo coste y tener más holguras es más caro.

El sistema de transmisión troncal se definió en términos generales en la Ley 19.940 art 71-2 como: "(...) el conjunto de instalaciones 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". Pero, adicionalmente, se impusieron condiciones más específicas para asegurar que el sistema troncal quedara definido como aquellas instalaciones que permiten los intercambios y el respaldo entre los distintos agentes del mercado, estando en el extremo contrario las líneas dedicadas a conectar a un generador o un consumidor en particular, llamadas líneas adicionales. Entre estos requisitos está el que las líneas que componen el troncal deben ser de alta tensión, que sean utilizadas por un número importante de agentes y que presente "flujos bidireccionales relevantes".

De la lectura se pueden colegir algunas falencias e indefiniciones, como, por ejemplo, qué hace que un flujo bidireccional sea relevante. Así, distintos consultores a cargo del estudio pudiesen hacer distintas definiciones de las instalaciones que componen el sistema de transmisión troncal.

Es claro que el tema de la seguridad del sistema y las correspondientes holguras es un tema pendiente al que debe darse una solución razonable tomando en cuenta que la seguridad tendrá un costo adicional en un sistema que ya sufre de altos precios finales por diversos motivos.

Finalmente, es interesante analizar los alcances de este nombre informal de la Ley N° 19.940. Se le nominó ley corta porque existían las urgencias antes descritas que imposibilitaban tomarse el tiempo para proponer y discutir todas las modificaciones que el sector requería. Entre ellos, habían dos que generaban mucho consenso entre los analistas, pero que podían atrasar la tramitación de la ley al abrir un frente de oposición entre el segmento de distribución. Ello, puesto que se trataba de eliminar la tasa garantizada de 10% de costo de capital en la regulación de las tarifas de distribución y establecer una tasa que reflejara el riesgo del negocio en cada proceso tarifario. Adicionalmente, también era de toda lógica que las discrepancias de las tarifas, específicamente, el valor agregado de distribución (VAD), fuesen resueltas por el flamante Panel de Expertos y no por la arcaica fórmula de ponderar los estudios de la autoridad (2/3) y de la empresa de distribución (1/3).

Como conclusión digamos que es una lástima que se legisle solo en urgencias y que modificaciones con efectos positivos indiscutibles no se lleven casi nunca a efecto.