

PROPUESTAS DE MEJORA A LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS

IMPROVEMENTS FOR THE ELECTRIC SERVICES LAW

ARTURO LE BLANC CERDA Y SANTIAGO CONCHA MANDUJANO*

RESUMEN

El presente artículo plantea una serie de propuestas con el objeto de profundizar en los cambios que se han promovido los últimos años en el mercado eléctrico, conforme a su operatividad y desempeño, en materias tales como desarrollo de proyectos, institucionalidad del Coordinador Eléctrico Nacional (el “Coordinador”), reutilización de activos e integración vertical.

Palabras clave: propuestas legales, proyectos de transmisión, Coordinador, integración vertical.

INTRODUCCIÓN

La Ley General de Servicios Eléctricos (“LGSE” o la “Ley”) ha sufrido una serie de modificaciones y reformas, desde su publicación en el año 1982, mediante el D.F.L N° 1 del Ministerio de Minería, cuyo texto refundido, coordinado y sistematizado se encuentra en el D.F.L. N° 4/2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Dicha ley tuvo por objeto establecer un marco regulatorio para incentivar la participación de capitales privados en el desarrollo del mercado eléctrico en sus distintos segmentos, asumiendo el Estado un rol de regulación y fiscalización.

Ha habido una serie de modificaciones introducidas en la LGSE desde su génesis, tales como las leyes N°19.613, N°19.940, N°20.018, N°20.040, N°20.220, el DFL N°2 del Ministerio de Economía de 2006, N°20.257 y la ley N° 20.936, también denominada Ley de Transmisión, publicada el 20 de julio de 2016 en el Diario Oficial, la cual implicó la última modificación relevante en el mercado de la transmisión.

ABSTRACT

The present article contains some proposals that intend to deepen on the changes that have been promoted the last years on the electrical market, according to its practical operation and performance, regarding matters such as project development, the legal framework of the National Electrical Coordinator, reutilization of assets and vertical integration.

Key words: legislative proposals, transmission projects, Coordinator, vertical integration.

* Arturo Le Blanc Cerda es abogado de la Universidad de Chile, Santiago, Chile, ILM de la Universidad de Duke, Carolina del Norte, Estados Unidos, y MBA de la Universidad de Los Andes, Santiago, Chile. Correo electrónico: aleblanc@transelec.cl.
Santiago Concha Mandujano es abogado de la Pontificia Universidad Católica de Chile. Santiago, Chile. Correo electrónico: sconcha@transelec.cl.

Dado lo anterior y avizorándose una mayor madurez y solidez del mercado eléctrico en su funcionamiento, venimos en levantar ciertas propuestas que tienen por objeto propender a una mayor eficiencia para efectos de un mejor servicio.

I. Principales propuestas

El presente artículo se divide en cuatro secciones, cada una de las cuales contiene explicaciones sobre ciertas materias y propuestas o levantamiento de desafíos regulatorios para el desarrollo del mercado eléctrico:

1. Desarrollo de proyectos

Hoy en día el desarrollo de proyectos en el mercado eléctrico presenta una serie de desafíos e incertidumbres tales como la oposición de vecinos y comunidades, dificultades ante autoridades en la obtención de permisos y en conciliar los diversos intereses que estos representan, largas etapas y demoras en las tramitaciones y autorizaciones respectivas para, una vez obtenidas, estar en vías de comenzar la etapa de construcción, lo cual conlleva sus propias dificultades.

La construcción de proyectos de transmisión presenta complejidades y particularidades propias dadas –principalmente– por la extensa cobertura geográfica, visibilidad, afectación (no obstante ser un servicio público) y los alcances de los mismos proyectos. En cuanto a este último, nos referimos principalmente al uso de territorio, en cuanto a las distintas comunas y regiones que puede atravesar una línea de transmisión eléctrica, surgiendo así innumerables actores intervinientes en el proceso, quedando el desarrollador de proyectos expuesto a diversos intereses y criterios, no necesariamente consistentes entre sí. En definitiva, dado que los proyectos de transmisión no se encuentran, por lo general, circunscritos a un radio acotado en el territorio, como pudiera ocurrir, por ejemplo, respecto de proyectos de generación, sino que atraviesan e interactúan con numerosas comunidades, su desarrollo requiere de conocimientos – e incluso una *sensibilidad* – bastante especiales.

Si a lo anterior sumamos que el transporte de electricidad por sistemas de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo de generación es un servicio público, conforme declara el artículo 7 de la LGSE, siendo un elemento esencial para el desarrollo del mercado eléctrico, incidiendo directamente en el crecimiento de un país y en la calidad de vida de las personas, entonces nos encontramos con que el desarrollo de estos proyectos debe recaer en aquella empresa que cuente con la experiencia y capacidad necesarias de enfrentar los desafíos esbozados anteriormente, de modo que pueda cumplir satisfactoriamente con el proyecto de manera oportuna.

Ahora bien, desde el año 2004 con la dictación de la Ley N° 19.940 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, también denominada Ley Corta I¹, los proyectos

¹ La Ley Corta I tenía por objeto modernizar el mercado eléctrico y, en concreto para efectos de la transmisión,

de transmisión troncal² (hoy, transmisión nacional) que implicasen la construcción, operación y mantenimiento de una “obra nueva”, según dicha categoría fuese determinada por la Comisión Nacional de Energía (“CNE”) en el plan de expansión respectivo, pasaron a ser licitados por medio de un proceso público e internacional liderado por la Dirección de Peajes del Centro de Despacho Económico de Carga (“CDEC”, cuyo continuador legal es el Coordinador Eléctrico Nacional o “Coordinador”) respectivo, según hubiese sido dicho proyecto parte del Sistema Interconectado del Norte Grande o del Sistema Interconectado Central (también denominados SING y SIC, respectivamente).

A grandes rasgos, por medio de un decreto de la CNE se establece un plan de expansión, el que contiene aquellas obras necesarias para reforzar la red de transmisión, sea mediante obras nuevas u obras de ampliación; las primeras corresponden al proceso que venimos explicando, y las segundas son adjudicadas directamente al propietario de la instalación que se haya decretado ampliar. Dicho lo anterior, las obras nuevas son licitadas y adjudicadas en cuanto a su ejecución y al derecho a su explotación a aquella empresa de transmisión que ofrezca el menor costo total por su construcción, operación, mantenimiento y administración (dicho concepto es denominado como “valor anual de transmisión por tramo” o “VATT”³).

Asimismo, las bases de licitación son elaboradas por la CNE, las cuales contienen a lo menos, las condiciones de la licitación y de la adjudicación, la información técnica y comercial que deberá entregar la empresa participante, los plazos, las garantías, las características técnicas del proyecto puesto que debe tenerse presente que en las bases se establecen lineamientos básicos de los proyectos a licitar, etc.

En la práctica, la empresa transmisora debe presentar tres ofertas: administrativa, técnica y económica. De superar los requisitos mínimos establecidos en las bases de licitación para la presentación de la oferta administrativa (comprobar la existencia legal del proponente, acreditar la experiencia en el rubro, su solvencia financiera, suscribir ciertas declaraciones de responsabilidad, etc.) y para la oferta técnica (carta Gantt, especificaciones técnicas del proyecto, equipos, trazado referencial, certificados de operación o de ejecución, etc.; se evalúa con nota de 1 a 7, siendo el 5 calificación

“reactivar las inversiones en transmisión, cuya postergación representa cuellos de botella relevantes para el suministro eléctrico en diversos puntos de los sistemas, afectando la calidad y los costos para los consumidores, y viabilizar la inversión en instalaciones de interconexión entre los sistemas interconectados nacionales existentes, SIC y SING”, conforme se señala en el Mensaje de la Ley.

² En aquella época, con anterioridad a la entrada en vigencia de la Ley N° 20.936 del año 2016, la autoridad solamente planificaba y licitaba la expansión del sistema troncal; el sistema de subtransmisión (hoy, zonal) era reforzado conforme a decisiones de iniciativa privada. Actualmente, conforme al artículo 92° de la LGSE, tanto el sistema nacional, el zonal, el dedicado usado por clientes sujetos a regulación de precios y el sistema para polos de desarrollo es planificado y licitado por la autoridad.

³ Desde la publicación de la Ley N° 19.940, se remunera a la empresa adjudicataria de la obra nueva licitada el VATT que ésta hubiera ofertado por un período de cinco períodos tarifarios –veinte años– desde su puesta en servicio. Transcurrido dicho período de tiempo, las instalaciones y su valorización pasan a ser revisadas y actualizadas en el estudio de transmisión troncal correspondiente (actualmente, proceso de valorización, lo cual opera no solamente respecto de las instalaciones nacionales, sino también zonales, polos de desarrollo y dedicadas utilizadas por parte de usuarios sometidos a regulación de precios).

aprobatoria), se procede a abrir la oferta económica de todos los participantes que hubieran cumplido con la exigencia anterior y se adjudica a quien oferte el menor costo. De este modo, cumplidos los mínimos requeridos respecto de la oferta administrativa y técnica, un dólar haría la diferencia y permitiría a una u otra empresa de transmisión ser la responsable de realizar el proyecto requerido por la autoridad.

Este sistema de licitaciones ha resultado ser exitoso en cuanto a que se han llevado procesos sumamente competitivos, verificándose asimismo a lo largo de los años un aumento en la cantidad de participantes en estas licitaciones. Claramente, ha sido un mecanismo eficiente a la hora de incentivar competitividad en la disminución de precios, habiendo un marco regulatorio suficientemente atractivo como para la incorporación de nuevos actores en el mercado de transmisión eléctrica chileno; pero no es eficiente para efectos de incentivar a los transmisores en proponer un proyecto de mejor calidad, como tampoco lo es en valorar cumplimientos y puesta en servicio dentro del plazo, todo lo cual tiene –indudablemente– consecuencias económicas.

En efecto, el éxito de una licitación no se mide solamente en alcanzar el menor precio ofertado sino también en la calidad del servicio prestado desde, al menos, los dos puntos de vista recientemente señalados: por un lado, en cuanto a la oportunidad de puesta en servicio del proyecto (los retrasos tienen consecuencias relevantes para el sistema eléctrico, conforme al objetivo mismo de la instalación, pudiendo verse comprometida su seguridad o calidad de suministro, aumentar los costos de operación, perjudicar la interconexión de nuevos proyectos de conexión y/o facilitar el despacho o retiro de quienes ya se encuentren conectados a la red, etc.) y, por otro, en cuanto a las especificaciones técnicas mismas del proyecto (se debe recordar que la autoridad simplemente establece mínimos que deban ser cumplidos y que, por lo mismo, cuando estos aspectos no son valorados, no existirían incentivos por parte de los oferentes para presentar un proyecto de mayor calidad, lo que es relevante en materias tales como la seguridad misma de la instalación, disminución del impacto visual, su eficiencia en el transporte mismo de energía y la mayor o menor cantidad de pérdidas de suministro que se verifiquen en dicha actividad, etc.).

Por lo mismo, consideramos que los procesos de licitación presentan claras oportunidades de mejora, consistentes en la incorporación de criterios que permitan incentivar no solamente la disminución de precios, sino también incentivar una mejor calidad técnica del proyecto y la entrega de este dentro del plazo establecido por la autoridad, todo lo cual tiene, a fin de cuentas, impacto y relevancia económica. Para el primer caso, una mejor oferta técnica debe tener mayor peso e incidencia sobre la oferta económica. En este sentido, no parece sensato que un proyecto ofertado que sea apenas calificado con nota 5 tenga las mismas opciones de competitividad y adjudicación que un proyecto con nota 7; se hace necesario que, en proyectos de esta magnitud e impacto para el país, la mejor calidad sea debidamente valorada y tener un peso determinado a la hora de ser adjudicado. Para el segundo caso relativo al cumplimiento dentro de plazo, la autoridad debiera buscar una forma de ponderar y analizar con mayor detención conceptos tales como un “historial de cumplimiento dentro de plazo” (advertimos que la

dificultad de ello se encuentra en que las obras presentan complejidades muy distintas, sin perjuicio de lo cual la *confiabilidad* de cumplimiento de una empresa en base a su desempeño pasado debiera tener algún nivel de relevancia), “relaciones con comunidades”, “experiencia en construcción y operación, según zona” (claramente es muy distinto construir en el norte que en el sur de Chile, habiendo desafíos de ambientales, trabajos con comunidades, una situación geográfica, etc. muy distintos), etc.

Por tanto, en línea con lo anterior, se requieren criterios de adjudicación más sofisticados, en que se pondere la experiencia de la empresa (pudiendo ser acreditado por sí mismo o a través de contratistas, consultores, asesores, etc. De no incorporarse este último aspecto, habría claramente una barrera de entrada que imposibilitaría el nivel de competencia que ha habido en estos procesos de licitación, lo cual resulta favorable para el país) y el proyecto mismo que se oferte, valorando económicamente ambos aspectos para efectos de hacer más competitiva su oferta, es decir, incorporando al proceso de licitación la calidad del proyecto y experiencia de su desarrollador.

Además, téngase presente que un sistema de licitaciones que solamente propenda a una disminución de precios –una vez cumplidos los mínimos requeridos por la autoridad en las bases de licitación y por la normativa técnica– no tiene mucho sentido considerando que la diferencia en tarifas y en la cuenta de la luz es marginal; ha habido licitaciones que se han adjudicado por diferencias inferiores a US \$10.000, lo cual llevado a la cuenta de la luz de los consumidores finales pudiera significar un impacto de centavos.

En segundo plano, el proceso de licitación pudiera ser abaratado y simplificado (lo cual siempre redundaría en mayor participación y menores costos) respecto a las presentaciones de la oferta administrativa. Por bases, se exige presentar una serie de antecedentes legales de las empresas oferentes (copias autorizadas de la escritura de constitución y todas sus modificaciones, con sus inscripciones y publicaciones respectivas, de la escritura en que consten los poderes de representación, certificados de vigencia, etc.) por cada uno de los proyectos en que dicha empresa participe. En la práctica, se replica la misma documentación en cada proyecto, siendo los mismos antecedentes, lo cual no aporta sino encarece en burocracia y costos este tipo de solicitudes. Por lo mismo, consideramos que se debiera propender a un sistema más moderno y eficiente, en que se cree un Registro de Participantes, en el cual se presente toda la información societaria correspondiente, sujeto a la obligación de actualizarla en caso de modificaciones (de no haber novedades, suscribir una declaración señalando no haber novedades) y, cuanto mucho, otorgando los certificados de vigencia respectivos.

En tercer lugar, consideramos que sería de gran utilidad –así como sucede respecto de las concesiones viales del Ministerio de Obras Públicas– contar con un mecanismo de resolución de conflictos (por ejemplo, un arbitraje compuesto por especialistas en la materia) que puedan suscitarse con ocasión de las licitaciones (cobro de boletas de garantía, declaración de hechos de fuerza mayor, fecha de entrada en operación, etc.). Actualmente, todo ello es liderado directamente por el Ministerio de Energía, quien debe pronunciarse ante una solicitud de extensión de plazos, por ejemplo. Ahora, el Ministerio

de Energía está más bien pensado y estructurado para definición de planes y políticas de mediano y largo plazo, y no necesariamente para calificar hechos, como la fuerza mayor, por ejemplo, lo cual implica una resolución de conflictos. Por lo mismo, consideramos conveniente una instancia de este tipo, lo cual haría más eficiente y ágil obtener mayor certidumbre sobre estos asuntos.

Por último, conforme fue esbozado al inicio de esta sección, se requiere una mayor flexibilización en la tramitación de permisos, dada la utilidad y relevancia de los proyectos de transmisión para el crecimiento del país y calidad de vida de las personas. En efecto, hay un gran desafío regulatorio que quisiéramos advertir en esta instancia: consideramos que el sistema de permisos está pensado principalmente para proyectos específicos, que se desarrollarán en terrenos acotados (generadoras, edificios, etc.), pero no contempla mecanismos especiales para proyectos de servicio público que atraviesen distintas zonas (comunas, regiones, etc.). En concreto, una línea de transmisión requiere alrededor de cien o ciento veinte permisos, de los cuales varios de ellos deben tramitarse ante más de una autoridad, conforme al territorio de su jurisdicción, multiplicándose dichos permisos según comuna o región. Además, no otorga ninguna flexibilidad, toda vez que aun cuando el desarrollador del proyecto pretenda acceder a las modificaciones del trazado solicitadas durante la etapa de construcción por las comunidades o propietarios, no puede hacerlo por cuanto dicha modificación significaría apartarse del trazado aprobado en los permisos ambientales y en la concesión eléctrica, cuya modificación implicarían plazos que no permitirían finalizar la obra en el plazo requerido por el sistema.

En este sentido, el desafío está en modernizar el sistema de permisos, y no solamente en cuanto a evitar duplicidad de trámites, ineficiencias, aunar criterios, mejorar tiempos de respuesta, dotar de mayores recursos a las autoridades sectoriales, etc., sino también en reconocer la particularidad de proyectos que proveen un servicio público como las líneas de transmisión, que atraviesan grandes distancias de territorio, contando con una regulación especial, en atención a dichas particularidades.

A fin de cuentas, un sistema más simple, que otorgue certezas sobre los plazos y condiciones que las empresas deban cumplir para obtener los permisos necesarios, tendrá un impacto directo en un menor costo en el desarrollo de los proyectos de transmisión. En otras palabras, la mayor certeza jurídica o la disminución de incertidumbre tienen impacto directo en los precios de estos proyectos, los cuales pagamos entre todos los chilenos⁴.

2. Institucionalidad del Coordinador

Con la reforma de la Ley N° 20.936 se lograron una serie de avances en materia de institucionalidad, dentro de los cuales destaca el paso desde los antiguos Centros de

⁴ Tener presente que el pago de la transmisión es de cargo de los consumidores finales, sean estos libres o regulados (cfr. art. 114° y 115° de la LGSE).

Despacho Económico de Carga al actual Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (o “Coordinador”), bajo la figura de una corporación autónoma de derecho público, sin fines de lucro, con patrimonio propio y de duración indefinida, independizando totalmente la operación coordinada del sistema eléctrico de las empresas, lo cual consideramos un acierto y un paso necesario para un sistema más moderno.

Sin perjuicio de lo anterior, esta nueva institucionalidad asumida por el Coordinador en virtud de la Ley N° 20.936 ha implicado una serie de ajustes en su interior, lo cual ha impactado en los tiempos de demora en procesos relevantes al interior del mercado eléctrico, como lo son las conexiones y las puestas en servicio, siendo ambos procesos que inciden directamente en la ruta crítica del desarrollo de proyectos, sea para obtener la autorización y puntos de conexión correspondientes para interconectar una instalación al sistema de transmisión y para energizar la instalación en condiciones operacionales, todo lo cual tiene claras consecuencias económicas.

En virtud de lo anterior, consideramos que la institucionalidad actual del Coordinador presenta ciertos desafíos y posibilidades de mejora, los cuales se vislumbran en la esfera de su autonomía y, por otro lado, según las funciones que éste detenta.

a) Respecto al primer aspecto, debemos aclarar que hablamos de autonomía bajo dos supuestos: que sea *responsablemente* autónomo, respondiendo como cualquier otro actor del mercado eléctrico de los errores que cometa en el ejercicio de sus funciones (lo que actualmente se encuentra regulado en el artículo 212°-9 de la LGSE), y que sea *normativamente* autónomo para adoptar los procesos necesarios que le permitan dar cumplimiento a los objetivos que le establece la legislación (dicha labor es asumida en la práctica por la CNE).

Ahora bien, ambos conceptos debieran tener tratamientos distintos conforme a la figura jurídica que detente el Coordinador, en atención a si fuese una persona de derecho público (como es actualmente) o a si dichas funciones fuesen asumidas por una empresa de derecho privado. En esta línea, bajo una figura en que el Coordinador sea un organismo estatal, no hace sentido el marco de responsabilidad de la forma en que actualmente se plantea; o si fuese una empresa privada, no debiera tener facultades normativas de manera totalmente autónoma.

Para estos efectos, cabe traer a colación que las labores detentadas por el Coordinador pudieran perfectamente ser asumidas por empresas privadas, bajo una modalidad en que se concesione el servicio de coordinar la operación del sistema eléctrico, debiendo cumplir con los estándares de servicio, procesos, etc. que establezca la normativa vigente. En este sentido, no cabría en esta hipótesis una autonomía normativa, por cuanto el marco regulatorio debiera ser establecido por la autoridad correspondiente. En cambio, sí tendría sentido bajo esta figura un régimen de responsabilidad, en que los errores o perjuicios ocasionados a terceros generasen las responsabilidades correspondientes (indemnizar, multas, etc.); no así en el caso en que las funciones del Coordinador sean asumidas por un organismo público.

En efecto, conforme al artículo 212°-9 de la LGSE, el Coordinador y los miembros de su Consejo Directivo serán responsables de indemnizar los perjuicios correspondientes con motivo del ejercicio de sus funciones, según las reglas generales, pudiendo la SEC aplicar multas al Consejo Directivo por infracción de la normativa sectorial y asimismo ser sancionados por la infracción a su deber de vigilancia sobre las acciones del Coordinador, las cuales tienen como tope máximo, para cada infracción, 30 unidades tributarias anuales por consejero.

Esta exposición de los miembros del Consejo Directivo a indemnizaciones y multas tiene como consecuencia un ejercicio “más cauto” de sus funciones, lo cual implica un funcionamiento lento y una pérdida de agilidad, por lo cual se hace conveniente revisar el régimen actual de responsabilidades del Coordinador.

b) Por otro lado, el Coordinador ha asumido nuevas funciones, entre las cuales encontramos el monitoreo de la libre competencia y licitar las obras de ampliación, conforme a los artículos 72°-10 y 95° de la LGSE, respectivamente.

En primer lugar, vale la pena hacer presente que estas funciones se apartan del funcionamiento y misión propias del Coordinador, es decir, de la coordinación de la operación del sistema eléctrico. En este sentido, en cuanto al monitoreo de la libre competencia, no obstante pretenderse que el Coordinador sea “un colaborador” de la Fiscalía Nacional Económica, advertimos que la existencia de una autoridad encargada expresamente en la materia –fiscalizar actos que atenten contra la libre competencia – hace innecesaria esta función en el Coordinador, desvirtuándolo de sus tareas esenciales. Asimismo, ello se evidencia claramente en su nueva función respecto de las obras de ampliación (recordemos que, con anterioridad a la Ley N° 20.936, las obras de ampliación eran licitadas por las empresas propietarias de dicha obra).

Estas labores implican una carga adicional respecto de las labores del Coordinador, por lo que es plausible revisar la conveniencia de que detente dichas funciones, especialmente considerando que el presupuesto de este organismo es financiado por la totalidad de usuarios finales, libres y sujetos a fijación de precios, a través de un cargo por servicio público, conforme señala el artículo 212°-13 de la LGSE, en virtud de lo cual sostenemos que el Coordinador debiera asumir solamente aquellas materias que sean expresamente necesarias para la debida coordinación y operación del sistema.

A mayor abundamiento, consideramos que existiendo una entidad especial llamada a fiscalizar la libre competencia, como lo es la FNE, lo lógico sería robustecer –de ser necesario– dicha entidad, pero no pretender en el Coordinador un “ayudante” de la FNE. Dicho de otra forma, ¿cada mercado regulado –sanitario, telecomunicaciones, gas, salud, etc.– debiera tener su propio “colaborador” de las demás entidades, como la FNE, para que éstas puedan asumir sus funciones? Vemos en ello algo innecesario, un aumento desmedido de estatización y no de la forma más eficiente. Asimismo, esto puede ser un mal incentivo para la fiscalización que deba realizar la FNE, “descansando” sus labores a la espera de que el Coordinador le ponga en conocimiento de indicios contrarios a la libre

competencia, lo cual, además –dicho sea de paso– el Coordinador podría hacer en cualquier momento, sin ser necesario un artículo que le consagre dicha función, sin que ello implique la creación y contratación de una nueva área al interior del Coordinador.

Por lo mismo, consideramos que debiera primar un criterio de especialidad en las instituciones, de modo que éstas se aboquen a aquellas materias que responden a su misión, sin sobrecargarlas con funciones que no les son propiamente de su giro.

En cuanto a la licitación de las obras de ampliación, esta era una función realizada por las empresas privadas a su costo, las que licitaban la construcción de dichas obras a empresas calificadas, a través de procesos públicos, abiertos y transparentes, sujetos a la auditoría de la SEC. Pero dadas supuestas aprehensiones y desconfianzas por la forma en que las empresas licitaban –no obstante existir una regulación para dichos efectos y cabiendo además la supervisión y fiscalización de la SEC– se decidió sustraer dicha función de las empresas y encargarla al Coordinador.

A la fecha, el Coordinador solamente ha realizado un proceso de licitación, por lo que sabemos que la comparación no es del todo justa, pero si tomamos los resultados de los procesos de licitación bajo uno y otro régimen, nos encontramos con los siguientes valores:

Tabla N° 1: Resultados de licitaciones de obras ampliación, período 2009 a 2017.
(Elaboración propia⁵)

	Adjudicadas	Desiertas	Precio total adjudicado	Precio total referencial	Precio promedio en relación a VI Referencial
Licitado por propietario 2009-2016	67	1	D 483,3 MM	D 526,5 MM	Bajo un 8%
Licitado por Coordinador 2017	42	15	D 198,5 MM	D 138,6 MM	Abre un 43%

Los resultados son bastante desfavorables en comparación –reiteramos, una comparación injusta– a las licitaciones lideradas bajo el régimen antiguo (un tercio de las licitaciones desiertas y sobrecostos de 60 millones de dólares es un resultado bastante poco exitoso),

⁵ Esta tabla se ha construido con información pública de las licitaciones realizadas por la empresa eléctrica Transelec S.A. entre los años 2009 a 2016, siendo comparada con la reciente licitación de obras de ampliación liderada por el Coordinador, usando valores aproximados.

pero lo que es claro es que estos procesos requieren de revisiones y ajustes.

En línea con lo que hemos venido señalando, consideramos que esta función debiese volver a las empresas privadas, quienes tienen mayor conocimiento técnico de las instalaciones, de los contratistas y proveedores, de las complejidades de ejecutar proyectos de este tipo, etc. y que, a fin de cuentas, son quienes se hacen dueños de la obra ampliada (en este sentido, ¿quién responde de los sobrecostos que se generen en caso que un contratista adjudicado por el Coordinador abandone la obra, o que realice una labor defectuosa, o que no haya dimensionado correctamente el servicio, haya ofertado suministros deficientes, etc.?). Si se piensa con detención, este nuevo sistema es bastante insólito, en que un tercero, que no tiene la experticia, experiencia ni corre riesgo alguno, decide con quien otro deba contratar para intervenir las instalaciones de este último.

Dicho lo anterior, consideramos que se debiera volver al sistema anterior en cuanto a que las empresas propietarias licitasen la construcción de sus obras de ampliación por cuanto, como señalábamos al aludir a este criterio de especialidad, la empresa es la que está en mejores condiciones de realizar esto, lo cual tiene por correlato no sobrecargar al Coordinador con labores que no le son de su esencia. Sin perjuicio de lo anterior, sería conveniente que la prerrogativa de fiscalización que detentaba la SEC con anterioridad a la Ley N° 20.936 debiese ser asumida por el Coordinador, teniendo la facultad de auditor el proceso de licitación e, incluso, de aprobar o validar ciertas etapas del mismo, de modo que se asegure un rol más activo de la autoridad en estas materias.

En caso que dicha propuesta no tuviese una acogida favorable, lo cual consideramos sería un desacierto, proponemos que –conforme al criterio de especialidad ya señalado– por lo menos se debiera incluir a los propietarios en el proceso de licitación, delimitando vía reglamentaria las responsabilidades de los distintos actores en este proceso y, por último, establecer mecanismos especiales para resolver controversias que pudieran surgir entre el Coordinador, la empresa propietaria de la obra de ampliación y el contratista, todo lo cual daría mayor certidumbre la relación contractual futura (a menor contingencia, sería de esperar que fuesen más acotadas y baratas las ofertas de los contratistas).

Para detallar un poco lo anterior, por mayor participación del propietario nos referimos a que la empresa propietaria de la obra de ampliación pueda participar a lo largo de las distintas etapas de la licitación misma, especialmente en todas aquellas materias de índole eminentemente técnica, como en la elaboración definitiva de las especificaciones técnicas, en las respuestas a las consultas de los oferentes y en la revisión de las ofertas técnicas antes de ser adjudicadas las obras. De este modo el propietario tendría, al menos, la posibilidad de corroborar los alcances de los trabajos licitados y que la oferta cumpla correctamente con lo solicitado para así verificar que haya habido un completo entendimiento del alcance de la obra por parte del oferente, con el objeto de evitar futuros problemas y facilitar el desarrollo de las obras de ampliación.

3. Reutilización de activos

En la presente sección, tenemos por objeto presentar un desafío de eficiencia en optimización del uso de recursos; nos referimos a las complejidades que implica la incorporación de nuevas tecnologías mediante la reutilización de activos, lo cual –dados los incentivos y marco regulatorio acorde– permitiría optimizar el uso de territorio mediante infraestructura existente, todo lo cual cobra especial relevancia en virtud de las dificultades asociadas a desarrollar proyectos de transmisión.

En concreto, por ejemplo, nos referimos a cambiar la configuración de líneas de transmisión, pasando de corriente alterna a corriente continua; esta última tecnología posibilita transportar grandes cantidades de electricidad a cientos, o incluso miles de kilómetros, con pérdidas muy inferiores a las de las líneas equivalentes de corriente alterna, utilizando una franja de seguridad considerablemente menor. Por consiguiente, el cambio de configuración desde corriente alterna o continua de una línea de transmisión existente permitiría aumentar considerablemente la cantidad de energía transmitida para el mismo corredor, beneficiando así al sistema eléctrico.

Bajo el marco regulatorio actual, ello debiera ser promovido bajo una obra de ampliación para efectos del reemplazo de conductor y modificación de estructuras y –aunque discutible– bajo obras nuevas respecto a las subestaciones de conversión de corriente en los extremos de la línea, denominadas estaciones convertidoras. El problema es que, para realizar proyectos de este tipo, habría que dar de baja algunos elementos (o la totalidad) de la línea de transmisión junto a algunos de los equipos de subestación (compensación, conexión, maniobras) de un propietario determinado con la consecuente pérdida de ingresos, pasando a ser titular de una obra de ampliación respecto de la línea (lo cual no permitiría al propietario compensar la pérdida generada en relación a la línea “dada de baja”, señalada recientemente) y siendo incierto el futuro de las subestaciones convertidoras a los extremos de la nueva línea.

Por tanto, en definitiva, el propietario de la instalación perdería la línea y los equipos respectivos en sus extremos, pasando a ser dueño de una obra de ampliación que no compensa ni siquiera respecto de la línea desechada (los equipos de subestación y compensación serían derechamente una pérdida).

Ahora, esto se opone al espíritu mismo de promoción de inversiones de la LGSE, en que intervenciones de instalaciones existentes de esta manera sería prácticamente inviable en la actualidad, no habiendo incentivos para el propietario para promover dicho tipo de obras respecto de sus instalaciones, sino por el contrario, habiendo motivos suficientes para oponerse dado el carácter económicamente perjudicial de dichas obras.

Por lo mismo, la invitación en esta sección es reconocer el impacto económico en el propietario de los activos a intervenir, de modo que, entendiendo el panorama, se puedan buscar incentivos que promuevan la proactividad e iniciativa privada en proyectos que optimizan el uso de recursos territoriales y que disminuyen el costo total para el

consumidor final, dotando al plan de expansión de mayor flexibilidad.

4. Integración vertical

Hoy en día, conforme se establece en el artículo 7° de la LGSE, las empresas operadoras o propietarias de sistemas de transmisión nacional se encuentran sujetas a una estricta y absoluta prohibición de dedicarse a actividades de generación o distribución de electricidad; no así las empresas generadoras y distribuidoras, quienes podrán tener activos individualmente hasta el 8% del valor de inversión total del sistema de transmisión nacional y, considerando la participación conjunta de empresas generadoras, distribuidoras y del conjunto de los usuarios no sometidos a fijación de precios, hasta el 40% del valor de inversión total del sistema nacional.

Dicha prohibición, introducida en la LGSE por medio de la Ley Corta I del año 2004, obedece a motivos históricos y deficiencias regulatorias de la época. En efecto, al año 1997 la Fiscalía Nacional Económica (“FNE”) advertía que el sector eléctrico es uno “donde las imperfecciones del mercado abundan, y en que la desconcentración de la propiedad de los medios de generación y la creación de la inversión privada competitiva será posible en la medida en que la situación de monopolio natural de los sistemas de transmisión y distribución no cree barreras a la entrada o a la operación en la actividad de generación eléctrica”⁶. No obstante haber sido rechazada la opinión de la FNE⁷, dicho antecedente sirvió de antesala para la discusión de la Ley Corta I, dando paso a la prohibición que ha estado vigente desde aquella época.

Pues bien, sin pretender ser exhaustivo sobre la materia, en dicha época el escenario regulatorio era diverso al existente actualmente, dada una incipiente regulación del segmento de transmisión en materias tarifarias (el pago de peajes era determinado bilateralmente entre generadores y transmisores), de expansión de la red de transmisión eléctrica (dado que los ingresos de los transmisores se encontraban sujetos a los peajes que éstos acordasen con los generadores, no había garantías para invertir en la construcción de nueva infraestructura ni ampliación de la existente) y de acceso abierto (el acceso a las instalaciones de transmisión dependía del propietario de las mismas), por lo que se consideraba que no había garantías e incentivos suficientes para una mayor competencia al interior del mercado de generación.

Ahora, habiendo transcurrido casi quince años y tras reformas legales sustanciales, esta prohibición debiera –por lo menos– ser replanteada, con miras a una mayor flexibilidad al interior del mercado eléctrico. Incluso el Ministerio de Energía⁸ y la CNE⁹ han

⁶ Resolución N° 488 de la Comisión Resolutiva, considerando decimotercero, que cita el requerimiento de la FNE.

⁷ Resolución N° 488 de la Comisión Resolutiva, considerando vigesimoséptimo.

⁸ “En virtud del análisis realizado, no cabe sino concluir que desde la dictación de la Ley N° 19.940 la normativa del sector eléctrico y de libre competencia ha evolucionado, pues hoy en día las autoridades en la esfera de su competencia disponen de herramientas y facultades que les permiten evitar y sancionar cualquier conducta anticompetitiva. Por tanto, y dado que actualmente nos encontramos frente a un escenario fáctico totalmente distinto

señalado expresamente, con ocasión de un requerimiento efectuado ante el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, que los supuestos fácticos que llevaron en su época a prohibir la integración vertical no se verifican en la actualidad, de modo que concluyen que dicha regla debiese ser analizada en cuanto a si es razonable su pertinencia bajo la regulación.

A mayor abundamiento, consideramos que en virtud del marco regulatorio actual no se verifican los elementos que llevaron a la dictación de dicha prohibición, sino por el contrario, a estas alturas pudiera ser incluso perjudicial y contrario a un mercado eficiente y competitivo mantener segmentos tan rígidos.

Efectivamente, tanto los asuntos de tarificación, expansión y acceso son liderados por la autoridad sectorial pertinente. En particular, tanto la tarificación como la expansión del sistema contemplan un mecanismo regulado de cargo de la CNE, en que –no obstante las instancias participativas y de recurrir ante el Panel de Expertos que contempla dicho proceso– las observaciones del transmisor no son vinculantes para la CNE, de modo que esta autoridad es quien fija las tarifas correspondientes y establece los planes de expansión respectivos, conforme los lineamientos, etapas, condiciones, etc. que establece el marco normativo. Así también el acceso abierto se encuentra plenamente radicado en el Coordinador tanto respecto de instalaciones de servicio público como dedicadas; en caso de discrepancias de las empresas contra el informe del Coordinador o entre las mismas empresas, será el Panel de Expertos quien resuelva (tener presente que en estos años no ha habido conflictos con el acceso abierto a instalaciones del sistema nacional); y, además, la SEC fiscaliza el cumplimiento de las condiciones de acceso abierto. A todo ello, se suma un reforzamiento de las potestades y funciones públicas, especialmente del Coordinador y de la CNE para efectos de la industria eléctrica y de la FNE para efectos de la libre competencia¹⁰.

En este sentido, no hay espacio para que el transmisor pueda manipular el mercado en su beneficio o bloquear a generadores en el desarrollo de sus actividades. Por tanto, ante la ausencia de motivos para mantener dicha prohibición, consideramos que debiera primar la libre iniciativa económica y la garantía a desarrollar cualquier actividad económica, conforme se consagra en el artículo 19 N° 21 de la Constitución Política de Chile. En

al que originó la dictación de la citada ley, existen claras razones para revisar y reevaluar la actual pertinencia y necesidad real de la regla [la prohibición de integración vertical] que motivó la presentación de Celeo Redes Chile Limitada ante este Tribunal”, conforme se señala en la presentación del Ministerio de Energía el 3 de mayo de 2018 ante el TDLC, con ocasión de la recomendación normativa Rol ERN N° 24-18.

⁹ “De lo expuesto se desprende que el mercado eléctrico ha evolucionado de manera muy relevante estos últimos años y, por tanto, el contexto en que se introdujeron las restricciones a la propiedad establecidas en el artículo 7° de la LGSE difiere del contexto actual. En este sentido, parecería razonable analizar la pertinencia de mantener en los términos actuales la regulación establecida en la norma en comento a la luz de un nuevo escenario del mercado eléctrico y las recientes modificaciones legales”, conforme se señala en la presentación de la CNE el 3 de mayo de 2018 ante el TDLC, con ocasión de la recomendación normativa Rol ERN N° 24-18.

¹⁰ Vale la pena recordar que, conforme a la Ley 20.945 del Ministerio de Economía Fomento y Turismo, que modifica el DFL N°1 de 2004, la FNE debe autorizar las operaciones en “que dos o más agentes económicos que no formen parte de un mismo grupo empresarial y que sean previamente independientes entre sí, cesen en su independencia en cualquier ámbito de sus actividades”; este control preventivo debiera ser suficiente.

efecto, la prohibición de giro debiera establecerse bajo motivos estrictamente excepcionales y razonables a la luz de un mercado eficiente. En línea con lo anterior, la respuesta del legislador a este tipo de situaciones, en concordancia con el espíritu y mandato constitucional, debiera ser *regular* y no *prohibir*.

Adicionalmente, debe tenerse presente que tanto generadores como distribuidores, así como los propietarios de activos de transmisión zonales (servicio público), de polos de desarrollo, interconexiones internacionales, así como también, de activos dedicados, pueden participar dentro de los límites establecidos en el segmento de transmisión nacional. Por lo mismo, el marco legal actual no solamente no se justificaría, sino que también posibilita un tratamiento asimétrico, al no existir equivalencia respecto a las posibilidades de los actores de la industria eléctrica. Dicha asimetría comporta una distorsión en el mercado eléctrico, toda vez que generadores y distribuidores pueden, por ejemplo, participar en las licitaciones de obras nuevas de transmisión bajo esquemas de costos y riesgos distintos respecto de los transmisores, que les pueden permitir presentar ofertas más competitivas en dichas licitaciones al aprovechar ciertas sinergias que los transmisores –por disposición legal– no se encuentran en condiciones de efectuar.

Asimismo, consideramos que dicha restricción no solamente adolecería de justicia y equidad sino también es perjudicial para la competitividad misma del mercado eléctrico, por cuanto restringe la entrada de nuevos actores en los otros segmentos del mercado eléctrico (para estos efectos, no se debe tener una mirada meramente cuantitativa sino más bien cualitativa, es decir, más allá de la *cantidad* de nuevos actores en generación y/o distribución, lo relevante es *quiénes* serían dichos nuevos actores: empresas con gran capacidad financiera y alto conocimiento técnico respecto del mercado eléctrico, sus regulaciones, diversos actores y autoridades, aspectos de construcción y operación de instalaciones, etc.) y no permite aprovechar las sinergias mencionadas, todo lo cual redundaría a fin de cuentas en precios más caros, siendo ello un perjuicio para el cliente final.

Por último, quisiéramos solamente plantear que el mercado eléctrico se encuentra enfrentando una etapa de transición y desafíos regulatorios, dadas las innovaciones tecnológicas y tendencias actuales (generación distribuida, *Netbilling* y *Netmetering*, baterías de almacenamiento, *blockchain*, *smart cities*, comercialización, conceptos de *prosumer* y *prosumage*, etc.), todo lo cual está configurando un nuevo mercado que va más allá de la estructura clásica de “generación, transmisión, distribución”. Por lo mismo, se requiere de un marco regulatorio que permita mayor flexibilidad para adaptarse a los nuevos desafíos y así poder dar paso a una integración más eficiente de las nuevas tecnologías.

Conclusión

El mercado eléctrico, dado su actual dinamismo y requerimiento de mayor eficiencia y eficacia, presenta una serie de oportunidades de mejora, para efectos de propender a un mayor perfeccionamiento de la industria y de sus reguladores.

En cuanto al desarrollo de proyectos de transmisión eléctrica conforme a los planes de expansión decretados por la autoridad, consideramos que ellos son de una complejidad, magnitud y relevancia social tal que hacen necesario evaluar la misma institucionalidad existente y los procesos de licitación asociados a la adjudicación de las obras contenidas en dichos planes. En efecto, somos de la opinión que las obras decretadas no debieran ser adjudicadas solamente a quien presente la oferta económica más barata (una vez cumplido con el mínimo técnico requerido), sino que debiera valorarse de manera ponderada de la oferta económica junto con la calidad ofertada del proyecto, la experiencia de su desarrollador, etc.

Así también, la cantidad de permisos, comunidades, autorizaciones, etc. que requieren para su construcción dan cuenta de una necesidad de modernizar la institucionalidad existente, de modo que dichos proyectos cuenten con mecanismos más simples (es decir, reforzar de una manera efectiva el concepto de “ventanilla única” del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental) y que permitan mayor flexibilidad en caso de requerimientos de modificación (por ejemplo, realizar de manera expedita modificaciones al proyecto de transmisión en atención a solicitudes de cambio por parte de comunidades o propietarios de terreno en que se emplacen estructuras de la línea, sin tener que tramitar nuevamente los permisos ya obtenidos).

Adicionalmente, sería conveniente dotar estos procesos de mecanismos de solución de controversias, como las comisiones arbitrales existentes en el caso de las concesiones viales del MOP, para resolver conflictos que pudieran suscitarse entre la autoridad y el adjudicatario de un proyecto (cobros de boletas de garantía, sobrecostos, cambios en el proyecto, etc.), así como también simplificar los procesos de presentación de oferta mediante la creación de un Registro de Participantes, de modo que no tenga que replicarse en cada licitación la entrega de antecedentes ya proporcionados y así propender a procesos más simples.

Respecto del Coordinador, este organismo ha evolucionado respecto de los antiguos CDEC en la dirección correcta, hacia una corporación de derecho público, independiente de las empresas. No obstante lo anterior, su institucionalidad y régimen de responsabilidad presenta puntos de mejora para dar pasos a una mayor autonomía. Asimismo, notamos que el Coordinador ha sido “sobrecargado” de funciones que van más allá de las responsabilidades propias de su esencia, tales como hacerse cargo de las licitaciones de las obras de ampliación y el monitoreo de la libre competencia, lo cual deviene en complejizar y apartarlo de sus labores propias.

En virtud de lo anterior, planteamos que se debiera revisar el régimen de responsabilidad del Coordinador, ya que, al ser una entidad financiada con cargo a los consumidores finales, cualquier multa o sanción aplicada a él será nuevamente financiada por el usuario final, el cual es el afectado por la negligencia que pudo haber tenido el Coordinador en la operación del sistema. De esta manera, en la práctica, el Coordinador se transforma en una entidad respecto de la cual no se le puede exigir responsabilidad, a pesar de la importancia del rol que ejerce en el sistema eléctrico nacional.

Asimismo, las nuevas funciones del Coordinador de licitar las obras de ampliación y monitorear la libre competencia, no debieran ser de su responsabilidad, sino que debieran estar bajo la potestad de quienes cuentan con mayor conocimiento de las mismas, esto es, las empresas privadas propietarias de dichos activos y la FNE, respectivamente. En subsidio, respecto de las obras de ampliación, al menos debiera darse mayor participación al propietario de las instalaciones (y propietario de la obra), de modo que tenga mayor injerencia especialmente en los temas propiamente técnicos, así como también, implementar mecanismos de solución de controversias que pudieran surgir entre el propietario, el Coordinador y el adjudicatario.

La reutilización de activos presenta grandes oportunidades de eficiencia para el desarrollo de proyectos en el país, sin perjuicio de lo cual ello implicaría un claro perjuicio para el propietario de las instalaciones, conforme fue explicado en la sección anterior, por lo que simplemente proponemos la búsqueda de algún mecanismo que reconozca y pueda compensar el impacto económico que sufriría el propietario de las instalaciones reutilizadas, lo cual daría paso a crear incentivos que se alineen de manera eficiente para la promoción de iniciativas beneficiosas para el país.

Por último, sostenemos que la integración vertical requiere de una seria revisión toda vez que los hechos que motivaron dicha norma no se condicen con la realidad regulatoria actual. Efectivamente, el hecho que el acceso abierto, la tarificación de las instalaciones de transmisión y los planes de expansión se encuentren a cargo de la autoridad han eliminado significativamente los riesgos que se temían respecto de la integración vertical. A lo anterior, debemos sumar la existencia de autoridades sancionadoras en caso de ilícitos abusivos, así como la relevancia del mercado eléctrico para la sociedad y su constante exposición a la opinión pública, por lo que dicho riesgo es inexistente o muy limitado.

En esta línea, ¿qué riesgo podría seguirse para la competencia y para los consumidores finales de la integración entre, por ejemplo, un distribuidor y un transmisor, considerando que ambos son segmentos altamente regulados? Así las cosas, dado el dinamismo de los mercados y, en especial, el dinamismo del mercado eléctrico, se le debiera dotar de mayor flexibilidad de modo que las empresas puedan optar por nuevas líneas de negocio que les permitan aprovechar su conocimiento y experiencia adquiridos en beneficio del sistema.

Por lo mismo, no debiera existir una restricción absoluta (este es un estándar demasiado alto y sin comparación con cualquier otro mercado). Asimismo, debe recordarse que sería de esperar que, dadas las magnitudes de estas transacciones, existiría siempre un pronunciamiento previo por parte de la FNE para autorizar dichas operaciones de concentración, como ocurre respecto de cualquier transacción que supere los umbrales establecidos por la ley. Por ello, ¿por qué tiene que ser la transmisión eléctrica nacional la única actividad con un tratamiento distinto respecto de los existentes en otras industrias, incluso respecto de la existente en otros mercados que proveen un servicio público? Debiera dársele el mismo tratamiento que constitucionalmente recibe cualquier empresa

chilena: la libertad de giro.

Normativa citada.

Decreto 100, Fija el texto refundido, coordinado y sistematiza de la Constitución Política de la República de Chile. *Diario Oficial*, fecha.

Decreto con Fuerza de Ley N° 4 del Ministerio de Economía, que fija el 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. *Diario Oficial*, 5 enero 2007.

Ley N° 19.940, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la Ley General de Servicios Eléctricos, *Diario Oficial*, 13 marzo 2014.

Ley N° 20.701, establece el Procedimiento para Otorgar Concesiones Eléctricas. *Diario Oficial*, 14 octubre 2013.

Ley N° 20.936, que establece nuevos sistemas de transmisión de energía eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional. *Diario Oficial*, 30 julio 2016.

Ley N° 20.945, que modifica el DFL N°1 de 2004. *Diario Oficial*, 30 agosto 2016.

Mensaje Presidencial contenido en la Historia de la Ley N° 19.940 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la Ley General de Servicios Eléctricos. *Diario Oficial*, fecha.

Resolución N° 488 de la Comisión Resolutiva, de fecha 11 de junio de 1997.

Escrito del Ministerio de Energía de fecha 3 de mayo de 2018, en proceso de Recomendación normativa Rol ERN N° 24-18: Tribunal Constitucional.