

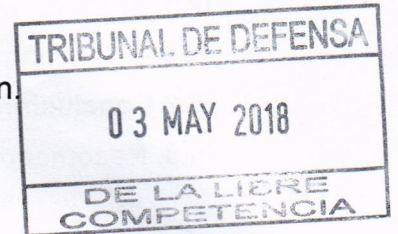
EN LO PRINCIPAL: Aporta antecedentes.

EN EL PRIMER OTROSÍ: Acompaña documentos, con citación.

EN EL SEGUNDO OTROSÍ: Acompaña documentos, con citación.

EN EL TERCER OTROSÍ: Se tenga presente

EN EL CUARTO OTROSÍ: Personería



H. TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

MARIO YBAR ABAD, FISCAL NACIONAL ECONÓMICO SUBROGANTE, abogado, por la **FISCALÍA NACIONAL ECONÓMICA**, en autos caratulados "Expediente de recomendación normativa sobre restricciones a la integración vertical en servicios de energía eléctrica", **RoI ERN N° 24-2018**, al H. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia respetuosamente digo:

Que de conformidad con lo dispuesto en el artículo 18 N° 4 y 31 N° 1 del Decreto Ley N° 211, de 1973 (en adelante, "DL 211"), venimos en aportar los siguientes antecedentes a este H. Tribunal.

Contenido:

I. ANTECEDENTES	2
I.1. Solicitud de Celeo Redes Chile Limitada	2
I.2 Origen y descripción de la normativa eléctrica en el segmento de transmisión	3
I.3 Interpretación administrativa del artículo 7 de la LGSE	10
I.4 Caracterización del mercado de generación, transmisión y distribución eléctrica.....	14
I.5 Análisis comparado del mercado eléctrico.....	26
II. ANÁLISIS DE RIESGOS Y BENEFICIOS EN LA MODIFICACIÓN A LAS RESTRICCIONES DE INTEGRACIÓN ENTRE EL SEGMENTO DE TRANSMISIÓN Y OTROS SEGMENTOS DEL MERCADO ELÉCTRICO.....	32
II.1 Riesgos teóricos de la integración vertical en el sector eléctrico.....	32
II.2 Riesgos observados en el análisis del mercado nacional	40
II.3 Eficiencias derivadas de la integración vertical entre segmentos del mercado eléctrico.....	51
II.4. Capacidad de la regulación actual para mitigar los riesgos identificados .	55

III. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	71
III.1 Nivel de convicción establecido en el numeral 4 del artículo 18 DL N° 211 para proponer la derogación o modificación de una norma	71
III.2 Conclusiones	72
III.3. Recomendaciones	73

I. ANTECEDENTES

I.1. Solicitud de Celeo Redes Chile Limitada

1. Con fecha 1 de febrero del año 2018, Celeo Redes Chile Limitada ("**Celeo Redes**") ingresó al H. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia ("**TDLC**") una solicitud de recomendación normativa respecto del artículo 7° de la Ley General de Servicios Eléctricos ("**LGSE**") con la finalidad de que se proponga a S.E. el Presidente de la República -a través del Ministro de Energía o el que estime pertinente- la derogación de los incisos 5°, 6°, 7° y 8° del artículo en comento, y la modificación del inciso 4°, agregando a continuación de "N° 18.046" que "Las sociedades del grupo empresarial al que pertenecen estas empresas podrán participar en los segmentos de generación, distribución o desarrollar otras actividades a través de empresas independientes con patrimonio propio".
2. Esta modificación normativa implica (i) eliminar la prohibición que tienen las empresas propietarias u operadoras de los sistemas de transmisión nacional de participar en actividades de generación o distribución de electricidad; y (ii) eliminar la restricción que tienen las empresas generadoras, distribuidoras y clientes no sometidos a fijación de precios a participar individualmente en un máximo de 8% y, en su conjunto, hasta en un 40% del valor de inversión total del sistema de transmisión nacional.
3. La solicitante fundamenta su petición en primer lugar, en que en la actualidad es altamente restrictiva la prohibición a las empresas de transmisión nacional de participar en los segmentos de distribución y generación, y la limitación a estas últimas de participar en las primeras, existiendo normas menos restrictivas que previenen los potenciales efectos anticompetitivos de una eventual participación en los distintos segmentos del mercado eléctrico. En segundo término, que la limitación genera distorsiones anticompetitivas, favoreciendo a algunos actores del

mercado en perjuicio de otros, ya que existen grupos empresariales que participan al mismo tiempo en actividades de generación, transmisión y distribución. Finalmente, que en la actualidad el régimen de acceso abierto a la red de transmisión nacional y zonal, las facultades del Coordinador Eléctrico Nacional (“Coordinador”), la definición legal del procedimiento de planificación de expansión energética, y la regulación tarifaria por el uso de las líneas de transmisión, impiden que empresas que se encuentren verticalmente integradas puedan abusar de su posición en otros segmentos para afectar la competencia en el mercado eléctrico.

I.2 Origen y descripción de la normativa eléctrica en el segmento de transmisión

4. El primer hito de preocupación por la integración vertical entre los segmentos de generación, transmisión y distribución lo encontramos en la Resolución N° 488 de 1997 de la H. Comisión Resolutiva, mediante la cual se pronunció sobre un requerimiento formulado por la Fiscalía Nacional Económica (“FNE” o “Fiscalía”) en contra de Endesa S.A., Transelec S.A. y Chilectra S.A. para desconcentrar y descentralizar sus operaciones en los distintos segmentos.
5. Los fundamentos de la entidad requirente fueron los siguientes: (i) en el sector eléctrico abundaban las imperfecciones de mercado; (ii) la creación de inversión privada competitiva y la desconcentración de la propiedad de los medios de generación sólo serían posibles en la medida que la situación de monopolio natural de los sistemas de transmisión y distribución no creasen barreras a la entrada o a la operación en la actividad de generación eléctrica¹; y (iii) la integración vertical en ese mercado era nociva al bienestar de la comunidad, e ineficiente para la asignación de recursos del país, dando a las empresas la posibilidad de comportamientos anticompetitivos².
6. Si bien la Comisión rechazó la pretensión sancionatoria de la Fiscalía, reconoció la existencia de áreas de conflictos actuales y potenciales que derivaban de lo

¹ H. Comisión Resolutiva Central, Resolución N°488, Considerando Décimo Tercero.

² H. Comisión Resolutiva Central, Resolución N° 488, Considerando Décimo Sexto.

imperfectamente competitivas que eran algunas de sus actividades, la incompleta regulación del sector, y la asimetría de información que caracterizaba la situación de los distintos participantes³, haciendo necesario aumentar los niveles de competencia y transparencia en el desarrollo del mercado, para lo cual ejerció su potestad de dictación de instrucciones de carácter general.

7. En primer lugar, se indicó a la autoridad el deber de promulgar el reglamento del sector, y promover las modificaciones legales para resolver problemas de ambigüedad como el proceso de uso, tarifas y peajes de las redes de transmisión. En segundo lugar, se ordenó a Transelec S.A. transformarse en dueña de los activos de transmisión que administraba en ese entonces, constituyéndose en sociedad anónima abierta de giro exclusivo, al igual que todas las empresas que posteriormente entrasen a este rubro, estuviesen o no relacionadas con empresas de otros segmentos del mercado eléctrico. En tercer lugar, a falta de un procedimiento que asegurase el eficaz crecimiento de la transmisión troncal cuando fuere requerido, las empresas de transmisión debían abrirse a la participación accionaria de terceros, generadores o no, interesados en ampliaciones de la red. Finalmente, que las empresas distribuidoras licitaren públicamente sus abastecimientos de energía y potencia sobre la base de condiciones libremente desarrolladas por ellas, de general aplicación a un momento determinado, objetivas y no discriminatorias, de público conocimiento, a diferencia de lo que ocurría en ese entonces⁴.
8. En línea con lo decidido por la H. Comisión Resolutiva, en el año 2002 el Ejecutivo ingresó un proyecto de reforma a la LGSE, que se transformaría en la Ley N° 19.940 que “[r]egula 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”, también conocida como “**Ley Corta I**”.
9. Específicamente en lo referido al segmento de transmisión, el Mensaje lo define como una actividad regulada, ya que presentaría significativas economías de

³ H. Comisión Resolutiva Central, Resolución N° 488, Decisión N°4.

⁴ *Ibíd.*

escala e indivisibilidad en la inversión, existiendo por tanto tendencias a su operación como monopolio. Se la califica además como una “condición necesaria” para la existencia de mercados de energía, beneficiándose de ella todo participante en los segmentos de generación y distribución, por tanto, todo el que quisiera participar en el mercado debe pagar parte de sus costos de inversión⁵.

10. El Mensaje continúa detallando las consideraciones sobre las que se construye la regulación de la transmisión, indicando como tales que: (i) la actividad de transmisión se define como de servicio público, lo cual implica ciertos grados de obligatoriedad de proporcionar el servicio de transporte; (ii) debe establecerse una distinción entre las redes de transmisión troncal, subtransmisión y dedicadas, lo que permite generar un esquema de remuneración diferente para cada componente; (iii) la determinación de las necesidades futuras del sistema de transmisión debe hacerse en forma consensuada entre los diversos agentes del mercado; y (iv) el cálculo del peaje debe hacerse a través de un mecanismo claro, simple y transparente que permita definir estructura tarifaria en base a costos fijos (de conexión) y variables (uso del sistema)⁶.
11. Esta ley, promulgada en el año 2007, introduce un nuevo artículo 7 a la LGSE, que se refiere particularmente a la prohibición de la integración entre los distintos segmentos del sistema eléctrico. En su tramitación se indican como fundamentos, primero, que el sistema de determinación de peajes vigente en ese entonces era bilateral y diverso a través del tiempo, por tanto, no daba garantías de una aplicación no discriminatoria; y, segundo, que es una tendencia a nivel comparado la separación de la propiedad de los sistemas de transmisión con empresas dedicadas a la generación y distribución de electricidad, pues se producen incentivos al uso discriminatorio de la transmisión como instrumento de competencia desleal. Estas dos circunstancias llevaban a que el costo de acceder al mercado de generación presentase un alto riesgo para nuevos inversionistas⁷.

⁵ Mensaje, Historia de la Ley N° 19.940, p. 9.

⁶ *Ibíd.*

⁷ Informe de Comisión de Minería y Energía Cámara de Diputados, Historia de la Ley N° 19.940, p. 152.

12. Durante la tramitación del proyecto fue destacada en diversas instancias la necesidad de que la actividad de transmisión fuese independiente, ya que asegura el desarrollo armónico del sistema y dotan al sistema de un específico nivel de seguridad⁸, además que, desde la perspectiva de los actores del mercado, ayuda a evitar posiciones dominantes⁹, logrando un funcionamiento más competitivo que en definitiva conducirá a precios más bajos y estables para los clientes¹⁰. Si bien en primer trámite constitucional esta disposición fue eliminada, y reemplazada únicamente por un régimen de acceso abierto y no discriminatorio, durante el segundo trámite se retomaron los argumentos originales, que consideraban que la infraestructura de transmisión era esencial para el desarrollo del mercado eléctrico, y conforme a la teoría económica y la tendencia internacional, su propiedad debía estar en manos de empresas que no estuviesen relacionadas con los demás segmentos, a fin de evitar incentivos al uso discriminatorio como instrumento para impedir la libre competencia¹¹.
13. En agosto de 2015, el Ejecutivo ingresó un nuevo proyecto de ley al Congreso que estableció nuevos sistemas de transmisión de energía eléctrica y creó un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional, el cual se transformaría en la Ley N° 20.936, con vigencia desde febrero del año 2017, también conocida como “Ley de Transmisión”. El objeto de la misma no fue alterar el régimen de desintegración vertical introducido por la Ley Corta I, si no incorporar disposiciones que: (i) logren que la transmisión eléctrica favorezca el desarrollo de un mercado de generación más competitivo, para bajar los precios de energía al cliente final, libre y regulado; y (ii) permitan la planificación de la transmisión en una perspectiva de largo plazo que permita considerar una visión estratégica del suministro eléctrico, los intereses de la sociedad, el cuidado del medio ambiente y el uso del territorio¹².

⁸ *Ibíd.*, p. 66.

⁹ *Ibíd.*, p. 152.

¹⁰ Informe de Comisión de Minería y Energía Senado, Historia de la Ley N° 19.940, p. 434.

¹¹ Segundo Informe de Comisión de Minería y Energía Senado, Historia de la Ley N° 19.940, p. 750.

¹² Mensaje, Historia de la Ley N° 20.936, p. 8.

14. Para lograr los objetivos señalados se profundizó la regulación del acceso abierto, la que si bien ya había sido establecida por la Ley Corta I, en su aplicación fue objeto de constantes controversias e interpretaciones¹³. Es por ello que el proyecto de ley entregó una definición de acceso abierto, determinó los derechos y deberes tanto de los propietarios de las redes de transmisión como de quienes acceden a éstas, extendió la obligación a todas las instalaciones, resguardando las capacidades existentes y previstas de utilizar por los actuales usuarios, supeditando dicho acceso y la relación entre partes, a la operación más segura y económica del sistema bajo el control del Coordinador.
15. Asimismo, se introdujo un proceso de planificación y expansión de la transmisión con un horizonte de 30 años a cargo del Ministerio de Energía, con un esquema de participación ciudadana. Ésta se desarrolló considerando la promoción de la competencia en la oferta de generación, la eficiencia económica de las instalaciones y las holguras necesarias. Dicha planificación se formalizó con la dictación de decretos de expansión del sistema de transmisión, distinguiéndose obras de ampliación -de pronta ejecución- y obras nuevas que deben desarrollarse a través de licitaciones abiertas y competitivas.
16. Otro punto de modificación fue la tarificación de los servicios de transmisión y la remuneración del sistema. El diagnóstico con el que se inicia el proyecto consideró la necesidad de mayor certeza para la concreción de la ampliación de la transmisión. Sin embargo, el esquema de pago en base al uso esperado de las instalaciones para el caso del segmento de subtransmisión atentaba contra esta certeza, lo que inhibía o limitaba la construcción de nuevas redes. Por otro lado, antes de la Ley N° 20.936 el sistema de transmisión troncal era financiado conjuntamente por la generación y/o la demanda, dependiendo de la condición esperada sobre la dirección de los flujos desde o hacia el "Área de Influencia Común". Este escenario podía otorgar ventajas históricas o circunstanciales a algunos generadores respecto de otros, lo que redundaba en una disminución de los niveles de competencia de este segmento, y en la aparición de barreras de entrada vía el ejercicio de poder de mercado tanto en los contratos como en la

¹³ Mensaje, Historia de la Ley N° 20.936, p. 6.

expansión¹⁴. Por ello se introdujo la técnica del “estampillado”, conforme a la cual el 100% de la transmisión troncal es financiada por la demanda.

17. En este sentido, el Ministro de Energía de la época, apuntó en la etapa de discusión del proyecto que las modificaciones introducidas por la Ley N° 20.936 estaban destinadas a perfeccionar el sistema de transmisión, haciéndolo más transparente e impulsando la competencia, otorgando certeza tanto a las empresas de generación que ya participan en ese mercado, como a actores futuros que quisieren ingresar al mismo¹⁵. En este contexto, la prohibición de integración vertical no fue considerado como tema de discusión, entendiendo que las modificaciones introducidas apuntaban a mejorar la competencia y la certeza de los distintos actores del mercado eléctrico frente a defectos específicos del régimen vigente en ese entonces. Incluso, durante la discusión en la Comisión de Minería y Energía, se señaló que este mercado debía mantener las características de desintegración vertical, en que las empresas de generación o de distribución no pueden tener participación en la transmisión, sino que deben ser mercados independientes donde hay competencia y eficiencia, proveyendo a los agentes privados -generadores y consumidores- de señales económicas claras y reglas del juego transparentes¹⁶.

18. Refuerza lo señalado en el párrafo anterior el hecho de que, a pesar de las modificaciones introducidas tendientes a aumentar la transparencia y competencia en el sector eléctrico y, a la mantención de la desintegración vertical entre los segmentos, se haya robustecido la protección de la libre competencia otorgando al Coordinador la atribución de monitorear de forma permanente las condiciones de competencia existentes en el mercado eléctrico, coadyuvando a la función desplegada por la Fiscalía en este específico sector, situación inédita respecto de cualquier otro mercado regulado o con restricciones estructurales a la competencia. Tal como lo recogió la historia fidedigna de la ley, ya en el Mensaje del proyecto se indicó que la evolución del mercado nacional, las mejores

¹⁴ Mensaje, Historia de la Ley N° 20.936, p. 14.

¹⁵ Informe de Comisión de Minería y Energía Cámara de Diputados, Historia de la Ley N° 20.936, p. 80.

¹⁶ Informe de Comisión de Minería y Energía Cámara de Diputados, Historia de la Ley N° 20.936, p. 88.

378

prácticas internacionales, y las necesidades planteadas a partir del diagnóstico de los entonces CDEC, destacaban la necesidad de colaboración de este organismo con las autoridades de defensa de la libre competencia¹⁷. En este mismo contexto la FNE afirmó la importancia de esta potestad, ya que consideró de mucho interés que pudiese existir la mayor cantidad de información posible de este sistema para el cumplimiento de sus propias funciones, considerando que las características específicas de estos mercados hacían particularmente difícil identificar posibles conductas anticompetitivas¹⁸.

19. Durante la discusión de este proyecto, específicamente en lo relacionado con la protección de la libre competencia y las nuevas funciones del Coordinador, se destacó que a nivel internacional la tendencia ha sido la segmentación del mercado eléctrico, y que el objetivo de estas modificaciones era justamente mejorar -y no sustituir- la regulación de los mismos. En este sentido, el monitoreo permanente de la competencia y su eventual alerta a las autoridades correspondientes podía funcionar como un aliciente para la disciplina del sector¹⁹, sobre todo frente a actos simulados. Ejemplo de esto último, son los compromisos económicos para dar apariencia de uso de la transmisión, que en la práctica no se estuviesen ejecutando. Dicho acto daría cuenta de ciertas asimetrías de información que aún persisten en el mercado, y que deben ser mitigadas con un control permanente. Este monitoreo debe darse en consideración de la especificidad del mercado, a que la información sigue siendo proporcionada a las autoridades por los propios coordinados, y a la persistencia de ciertos riesgos a la competencia.
20. En resumen, los elementos más relevantes de reforma introducidos por la Ley N° 20.936 a la LGSE fueron (i) la creación de un Coordinador independiente del Sistema Eléctrico Nacional, con personalidad jurídica y patrimonio propio, que viene a reemplazar los Centros de Despacho Económico de Carga; (ii) se asienta una definición legal de “acceso abierto” a las instalaciones de transmisión,

¹⁷ Mensaje, Historia de la Ley N° 20.936, p. 9.

¹⁸ Informe de Comisión de Minería y Energía Cámara de Diputados, Historia de la Ley N° 20.936, p. 82.

¹⁹ Informe de Comisión de Minería y Energía Cámara de Diputados, Historia de la Ley N° 20.936, p. 93.

agregando la posibilidad de que este régimen también alcance a los sistemas dedicados bajo los supuestos que establece la ley; (iii) se incorpora un proceso de planificación energética de largo plazo llevado adelante por el Ministerio de Energía, y un proceso de planificación de la transmisión a cargo de la Comisión Nacional de Energía; (iv) se introduce una nueva nomenclatura para el sistema troncal de transmisión, el de subtransmisión y el adicional, pasando a denominarse sistema nacional de transmisión, sistemas zonales, y sistemas dedicados respectivamente, contemplándose además la posibilidad de dos nuevos tipos: el de interconexión internacional y el de polos de desarrollo.

I.3 Interpretación administrativa del artículo 7 de la LGSE

21. Revisados los antecedentes, se analizarán las interpretaciones que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (“SEC”) -en ejercicio de la facultad del número 34 del artículo 3° de la Ley N° 18.410, que creó a dicha Superintendencia²⁰- ha proporcionado de los incisos 5° y 7° del artículo 7 de la LGSE. Los pronunciamientos hallados, se refieren a: (i) la interpretación general de las prohibiciones y su extensión a los grupos empresariales que conforman a las empresas; (ii) la interpretación general de los incisos 5° y 7° del artículo 7; y (iii) las limitaciones del inciso 7° en grupos empresariales
22. Con fecha 9 de diciembre de 2011, a solicitud de una compañía eléctrica²¹ y ejercicio de sus facultades de interpretación, la SEC se refirió al sentido y alcance del inciso 5° del artículo 7° de la LGSE, ratificando el carácter absoluto y amplio de la misma, es decir, que una compañía transmisora no puede participar, por sí o por persona relacionada, en actividades que comprendan la generación o la distribución²².

²⁰ Nos referimos a la siguiente facultad interpretativa: “Artículo 3°: Corresponderá a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles: (...):

34.- Aplicar e interpretar administrativamente las disposiciones legales y reglamentarias cuyo cumplimiento le corresponde vigilar, e impartir instrucciones de carácter general a las empresas y entidades sujetas a su fiscalización”.

²¹ La compañía Sociedad Austral de Electricidad S.A. (“SAESA”), de fecha 11 de octubre de 2011.

²² Al respecto, la SEC, con fecha 9 de diciembre de 2011, mediante Oficio Ord. N° 13.201, señaló que: “las empresas operadoras o propietarias de los sistemas de transmisión troncal deben estar constituidas como sociedades anónimas abiertas, no pudiendo estas sociedades, dedicarse por sí, ni a través de personas naturales o jurídicas relacionadas, a actividades que comprendan en

23. Por su parte, respecto a la limitación a empresas de otros segmentos de participar en transmisión, contenida en el inciso 7° del precitado artículo 7°, el regulador interpretó que las restricciones individuales y colectivas -del 8% y 40% respectivamente- a la participación en transmisión troncal, se extienden a grupos empresariales o personas jurídicas que forman parte de empresas de transmisión o que tengan acuerdos de actuación conjunta con las empresas transmisoras, generadoras y distribuidoras²³.
24. Respecto del mismo inciso 7° referido, en relación con la participación de distribuidoras, generadoras o clientes libres en activos de transmisión troncal, el órgano fiscalizador indicó que el elemento de análisis relevante corresponde a determinar la ausencia de poder de decisión. Esta exégesis es relevante para el caso *sub lite*, puesto que, en su solicitud, Celeo Redes se refirió a la irracionalidad de la asimetría en la regulación del artículo 7, en la medida en que dicha norma prohíbe absolutamente a una empresa transmisora participar en los mercados de generación y distribución y no así a la inversa, en donde las compañías generadoras y distribuidoras pueden participar en el mercado de la generación, sujeta a los límites mencionados en la norma.

cualquier forma, el giro de la generación o distribución de electricidad". Énfasis agregado, en adelante y salvo que expresamente se indique lo contrario, todos los énfasis han sido agregados por esta Fiscalía.

²³ Así, el siguiente extracto del Oficio citado en la nota anterior: "(...) la participación individual de las empresas de generación o distribución o de los usuarios no sometidos a fijación de precios en el sistema de transmisión troncal, no podrán exceder, directa o indirectamente el ocho por ciento del valor de inversión total del sistema de transmisión referido, y que la participación conjunta de las empresas de generación, distribución y del conjunto de los usuarios no sometidos a fijación de precios en el sistema de transmisión troncal, no podrá exceder, a su vez, del cuarenta por ciento del valor de la inversión. (...) las limitaciones a la propiedad, (...) se extienden a grupos empresariales o personas jurídicas o naturales que forman parte de empresas de transmisión o que tengan acuerdos de actuación conjunta con las empresas transmisoras generadoras y distribuidoras (...) [En cuanto a] los porcentajes de participación en el sistema de transmisión troncal de empresas que operan en otro segmento del sistema eléctrico o de usuarios no regulados en dicho sistema, en el caso de que participen en un consorcio o asociación (...) no se ve inconveniente en que dichas empresas puedan participar de la propiedad del valor de inversión total del sistema de transmisión troncal, con las limitaciones de propiedad que la propia ley designa (...), hasta un ocho por ciento en forma individual, y hasta en un cuarenta por ciento en forma conjunta".

25. Pues bien, mediante Ord. N° 01113, de fecha 19 de enero 2017, la SEC, se refirió²⁴ precisamente a esta situación, señalando que el propósito del inciso 7° consiste en evitar la concurrencia de un potencial poder de decisión o control que la nueva sociedad transmisora ostente sobre las sociedades relacionadas y que pertenezcan a los otros segmentos. En este sentido, indicó:

“(…) Así entonces, por una parte, la ley permite la posibilidad que, desde el segmento de generación se participe individualmente en el de transmisión, a la inversa lo proscribe conforme a lo dispuesto en el inciso 5 (…). No obstante, la dedicación en el caso expuesto (…), no es un acto voluntario sino más bien la consecuencia de un acto de autoridad que requiere y convoca a su instalación (…) en el sistema de Transmisión. Desde ese punto de vista, y para este caso particular cuya instalación se ha dedicado al Sistema Nacional, el propósito de evitar la dedicación por sí o por personas naturales o jurídicas relacionadas obedece tal como lo manifiesta su presentación, al potencial poder de decisión que la nueva sociedad transmisora tenga sobre sociedades relacionadas y que pertenezcan a otros segmentos. Es decir, en la práctica, lo que no debe ocurrir es que la nueva sociedad transmisora tenga facultades para decidir, sobre sociedades con las que mantiene una relación en términos tales que implique realmente el ejercicio dedicado de un poder de decisión. La no dedicación, para la nueva sociedad transmisora, implica en este sentido una ausencia de control respecto de la sociedad de la cual proviene y otras con las que se relaciones cuyos grupos correspondan al segmento de generación o distribución”.

26. La explicitación interpretativa precedente indica que la asimetría regulatoria no está desprovista de fundamento, por el contrario, está basada en elementos racionales, específicamente evitar que un determinado *holding*, cuyo giro principal sea la transmisión, controle empresas pertenecientes a los otros segmentos del mercado eléctrico, situación que presenta riesgos mayores que el escenario inverso.

²⁴En el oficio, la SEC respondió presentación de empresa generadora Parque Eólico Los Cururos Ltda., fecha 28 de octubre de 2016, cuyas instalaciones fueron recalificadas y pasaron a ser parte del sistema de transmisión nacional, sobrepasando los límites establecidos en el inciso 7° del art. 7° de la LGSE. En el marco de esta presentación, la SEC se pronunció sobre diversos puntos descritos por la solicitante sobre del inciso 8° del art. 7°.

27. Adicionalmente, refiriéndose también a las limitaciones del inciso 7° del artículo 7 del LGSE, la SEC ha indicado que la restricción a la participación de una distribuidora o generadora en el segmento de transmisión está fundada en el criterio de “giro principal” de la compañía. Mediante Ord. N° 14.112, de fecha 4 de agosto de 2017²⁵, el órgano público señaló -en armonía a lo manifestado en el punto anterior- que para determinar la participación en el sistema de transmisión nacional de otras empresas que operen en otros segmentos del sistema eléctrico es necesario considerar el giro principal de la compañía, de manera que, mientras no se excedan los límites contenidos en el inciso 7°, no existiría inconveniente para que desarrollen actividades de transmisión²⁶.
28. En suma, de lo expuesto vemos que, en sus interpretaciones, el regulador otorgó cierta racionalidad a la asimetría de la regulación, no siendo efectivo que la misma carezca de fundamento, como lo afirmó la solicitante. Ahora bien, posteriormente, al analizar los riesgos -teóricos y prácticos- de la integración entre los distintos segmentos del mercado eléctrico, se presentan los antecedentes que permitirán al H. Tribunal evaluar si dicha asimetría tendría justificación desde el punto de vista de la competencia.

²⁵ Solicitud de Besalco que interpuso un recurso de reposición, de fecha 26 de diciembre de 2016, respecto de ORD.: N° 11.762, de fecha 11 de julio de 2017, en aquella parte que señaló que el artículo 7 impide a las trasmisoras: “(...) dedicarse, por sí, o a través de personas naturales o jurídicas relacionadas, a actividades que comprendan, en cualquier forma, el giro de generación o distribución de electricidad. Del mismo modo, y aunque el legislador no lo señala literalmente, debe entenderse que, asimismo, las empresas dedicadas al giro de generación o distribución de electricidad también se encuentran impedidas de desarrollar, en cualquier forma, la actividad de transmisión nacional, sea por sí o a través de personas naturales o jurídicas relacionadas (...)”.

²⁶ En este sentido, el siguiente extracto del citado Oficio: “(...) el elemento que se debe tener en cuenta para determinar la participación en el sistema de transmisión nacional de otras empresas que operan en otros segmentos del sistema eléctrico, esto es, generadoras, distribuidoras y usuarios no sometidos a fijación de precios, **es su giro principal**, de manera que, en la medida que su participación individual no exceda directa o indirectamente, del ocho por ciento del valor de inversión total del sistema de transmisión nacional, ni cuarenta por ciento del valor de inversión total del sistema nacional, considerando la participación conjunta de las empresas generadoras, distribuidoras y del conjunto de los usuarios no sometidos a fijación de precios, no existe inconveniente legal para que puedan desarrollar la actividad de transmisión nacional”.

I.4 Caracterización del mercado de generación, transmisión y distribución eléctrica

29. El sistema eléctrico en Chile está conformado por el Sistema Eléctrico Nacional (“**SEN**”) compuesto por los antiguos sistemas Interconectado Central (“**SIC**”) e Interconectado del Norte Grande (“**SING**”), ambos interconectados desde noviembre de 2017, y por otros sistemas medianos aislados. El SEN abarca desde la ciudad de Arica hasta la Isla de Chiloé. Cabe indicar que este último se constituye como el principal sistema del país, teniendo -a febrero de 2018- el 99,26% de la capacidad total instalada neta de generación²⁷.
30. Cada uno de los sistemas están compuestos por los segmentos de generación, transmisión y distribución, actividades que -en su totalidad- son desarrolladas por empresas privadas. A continuación, se presenta la estructura, características y participantes para cada segmento.

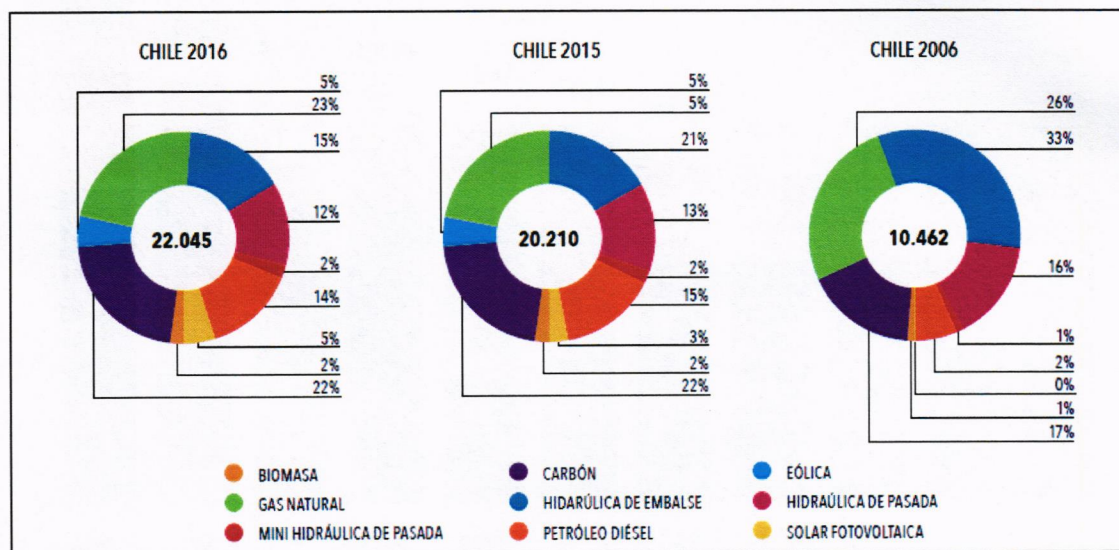
I.4.1. Generación

31. El segmento de generación es abierto y desregulado, con producción de energía eléctrica a través de distintas tecnologías. En efecto, según el reporte mensual del sector energético de la CNE para marzo de 2018²⁸, el total nacional de capacidad instalada estaba categorizado por un 66,6% de termoelectricidad, 15,1% de hidroelectricidad convencional y un 18,3% de energías renovables no convencionales (“**ERNC**”). Como se observa en el siguiente gráfico, durante los últimos años las ERNC han tenido un aumento importante en su participación.

²⁷ En base a las estadísticas de capacidad instalada de generación publicadas por la CNE. Información disponible en: <https://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/>.

²⁸ Disponible en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/RMensual_v201803.pdf [Última visita con fecha 27 de abril de 2018].

Gráfico N° 1: Capacidad Nacional de Generación Eléctrica Neta Instalada por Tecnología (MW)

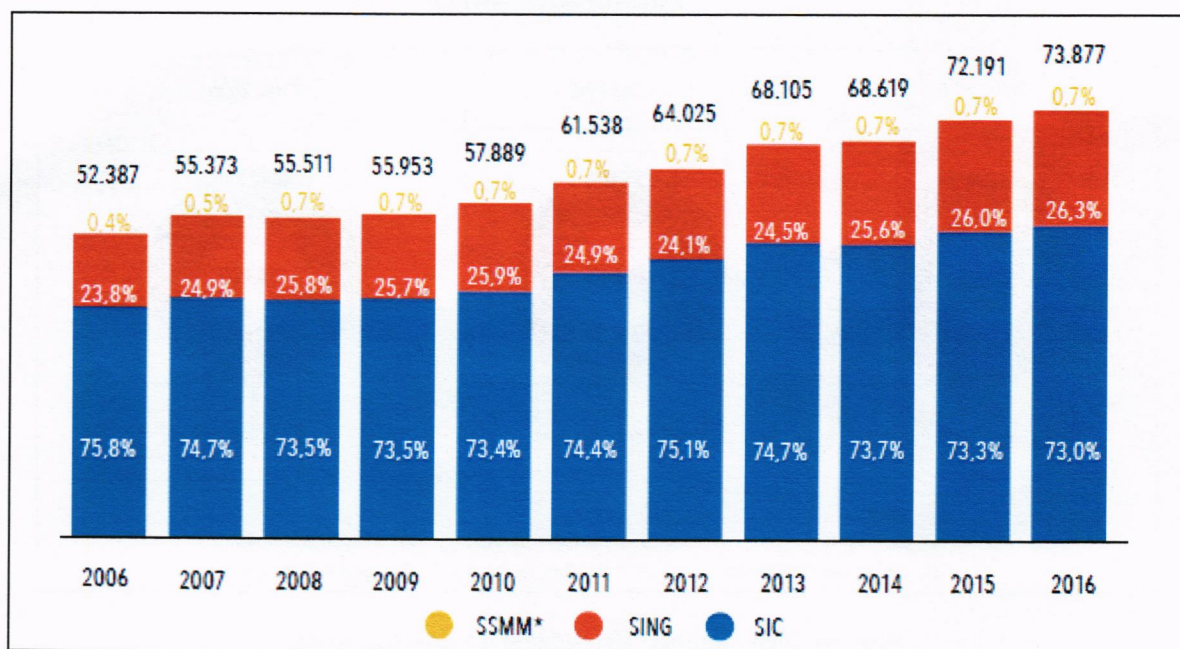


Fuente: CNE, Anuario Estadístico de Energía 2016.

32. La capacidad instalada neta de generación eléctrica ascendió en marzo de 2018 a 22.517 MW²⁹, teniendo un crecimiento de un 115% en relación a la que se observaba en el año 2006, de 10.462 MW según se señala en el Anuario Estadístico de Energía 2016 de la CNE.
33. La generación eléctrica en el SEN alcanzó un total de 6.013 GWh, en febrero de 2018, los cuales se categorizaron en un 57% por termoeléctrica, un 27% por hidroeléctrica convencional y en un 16% por energías renovables no convencionales. Por su parte, la generación eléctrica bruta experimentó, para todo el sistema, un crecimiento del 41% en el periodo comprendido entre 2006 y 2016.

²⁹ *Ibíd.*

Gráfico N° 2: Evolución de la Generación Eléctrica Bruta por Sistema (2006-2016, GWh)



Fuente: CNE, Anuario Estadístico de Energía 2016.

34. Al 23 de febrero de 2018³⁰ se contabilizaban 39 proyectos de generación eléctrica en etapa de construcción que, en conjunto, alcanzan una capacidad eléctrica de 2.453 MW.
35. En relación a la operación de las empresas generadoras, éstas coordinan el funcionamiento de sus centrales a través del Coordinador, quien desde su conformación el 1 de enero de 2017, se encarga, entre otras funciones, de programar el despacho de las centrales al menor costo posible para satisfacer la demanda³¹.
36. La comercialización de energía por parte de las generadoras se realiza: (i) mediante la suscripción de contratos de suministro con empresas concesionarias de distribución, cuyas ventas son efectuadas a precios regulados, denominados

³⁰ CNE, Reporte Mensual Sector Energético, marzo de 2018. Disponible en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/RMensual_v201803.pdf [Última visita con fecha 27 de abril de 2018].

³¹ El despacho a mínimo costo podría implicar que el poder en este mercado se adquiere no sólo a través de la acumulación de capacidad instalada de generación, sino también a través de la propiedad de centrales cuyo despacho quede en el margen, posición estratégica en la definición del precio en el mercado de generación eléctrica. Así, no sería imprescindible contar con una alta participación en generación para tener poder de mercado.

precios de nudo³², bajo un sistema de licitación agregada de suministro a largo plazo; (ii) través de negociaciones directas donde los precios son libremente acordados, o mediante procesos de licitación privados con clientes libres; y, (iii) en el mercado *spot*, que se deriva de la actividad coordinada que debe tener el sistema para su operación eficiente y en el cual las generadoras con superávit venden energía a aquellas deficitarias a costo marginal horario.

37. Respecto de los usuarios finales, aquellos cuya potencia conectada es inferior o igual a 5.000 kW, son abastecidos por las distribuidoras y sujetos a precios regulados. Alternativamente, los clientes libres, son aquellos usuarios finales cuya potencia conectada es superior a 5.000 kW, que pueden contratar directamente con las generadoras o distribuidoras, sin regulación de precios. Los clientes que cuentan con una potencia conectada superior a 500 kW pueden elegir por un período de 4 años, si desean estar bajo un régimen de precio regulado o precio libre.
38. En relación a la participación de mercado de las empresas de generación eléctrica, según ha señalado el Coordinador, ésta no sería posible de establecer debido a la falta de información detallada de la estructura societaria de las mismas³³ que permita consolidar las participaciones de empresas relacionadas. Sin perjuicio de lo previamente señalado, se calcula la participación de mercado en base a información sobre capacidad instalada neta de generación por razón social del propietario³⁴ con que cuenta la CNE y la identificación, con información pública de relaciones de propiedad existentes, sin perjuicio que puedan existir otras vinculadas además de las que a continuación se indican.

³² La CNE define los precios de nudo en forma semestral, y el mismo está constituido por dos componentes, el precio básico de la energía y el precio básico de la potencia de punta.

³³ Respuesta del Coordinador con fecha 5 de abril de 2018 a Ordinario N° 0767. Documento acompañado bajo el numeral 4 del segundo otrosí de esta presentación.

³⁴ Información disponible en: <https://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/> [última visita con fecha 5 de abril de 2018].

**Tabla N° 1: Participación de Mercado por Sistema Según Capacidad Neta instalada
(Febrero 2018, MW)**

Propietario	Empresas	% Participación
SEN		
Enel Chile S.A.	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.; Enel Green Power del Sur SPA; GasAtacama Generación S.A.; Empresa Nacional de Electricidad S.A.; Central Eólica Canela S.A.; Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.; Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.;	29,96%
AES Gener S.A.	AES Gener S.A.; Empresa Eléctrica Angamos S.A.; Empresa Eléctrica Campiche S.A.; Sociedad Eléctrica Santiago SpA; Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	16,48%
Colbún S.A.	Colbún S.A.; Empresa Eléctrica Industrial S.A.; Río Tranquilo S.A.	15,14%
Engie	Engie Energía Chile S.A.; Inversiones Hornitos S.A.; Central Termoeléctrica Andina S.A.	7,93%
Tamakaya Energía SpA	Tamakaya Energía SpA	2,19%
Pacific Hydro Chile S.A.	Pacific Hydro Chile S.A.; Pacific Hydro Chacayes S.A.; Hidroeléctrica La Confluencia S.A.; Hidroeléctrica La Higuera S.A.; GR Pacific Pan de Azúcar SpA; Generadora del Pacífico S.A.	1,89%
Enlase Generación Chile S.A.	Enlase Generación Chile S.A.	1,21%
Acciona Energía Chile S.A.	Acciona Energía Chile S.A.	0,84%
Duke Energy International Chile Holding II B.V. S.C.P.A.	Duke Energy International Chile Holding II B.V. S.C.P.A.	0,83%
Energy Focus S.A.	Energy Focus S.A.	0,83%
Arauco Bioenergía S.A.	Arauco Bioenergía S.A.	0,82%
Central Cardones S.A.	Central Cardones S.A.	0,65%
Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA	Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte SpA	0,60%
Duke Energy International Duqueco SpA	Duke Energy International Duqueco SpA	0,60%
Los Guindos Generación SpA	Los Guindos Generación SpA	0,59%
Termoeléctrica Los Espinos S.A.	Termoeléctrica Los Espinos S.A.	0,53%
Helio Atacama Tres SpA	Helio Atacama Tres SpA	0,51%
Otros	Considera 224 empresas	18,37%
Los Lagos		
Sociedad Austral de Generación y Energía S.A. (Grupo Saesa)	Sociedad Austral de Generación y Energía S.A.	88,94%
EPA S.A.	EPA S.A.	11,06%

Aysén		
Empresa Eléctrica de Aisén S.A. (Grupo Saesa)	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	100,00%
Magallanes		
Edelmag S.A. (CGE)	Edelmag S.A. (CGE)	97,55%
Pecket Energy S.A.	Pecket Energy S.A.	2,45%

Fuente: Elaboración propia en base a estadísticas de capacidad instalada de generación publicadas por la CNE e información pública sobre relaciones de propiedad.

39. Varios actores del mercado concuerdan en que ha aumentado significativamente la presión competitiva en este segmento, dado el mayor número de empresas independientes, la entrada de nuevas tecnologías, y bajas de costos, lo que ha mejorado las condiciones de competencia por el suministro tanto a clientes libres como en las licitaciones de bloques de energía para clientes regulados.

I.4.2. Transmisión

40. De acuerdo a lo señalado por la LGSE en su artículo 73 el sistema de transmisión es el conjunto de líneas y subestaciones de transporte de energía eléctrica que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución y cuya operación debe estar ordenada por el Coordinador. Dicho sistema de transmisión se clasifica en nacional, zonal, dedicado y para polos de desarrollo.

41. El sistema de transmisión nacional está compuesto por todas las líneas que permiten la conformación de un mercado eléctrico común, interconectando los demás segmentos de transmisión. El zonal está integrado por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables. Ello sin perjuicio del uso que le pueden dar los clientes libres o medios de generación, ya sea conectados directamente o a través de los sistemas de transmisión dedicados³⁵.

42. Por su parte, el sistema dedicado consiste en todas las líneas y subestaciones que, estando interconectadas al sistema eléctrico, se encuentran dispuestas

³⁵ Artículo 77 de la LGSE.

esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios; o bien, para inyectar la producción de las centrales generadoras al sistema eléctrico³⁶. Finalmente, el sistema de transmisión para polos de desarrollo será el que esté constituido por las líneas y subestaciones eléctricas destinadas a transportar la energía eléctrica producida por los generadores ubicados en un mismo polo de desarrollo hacia el sistema de transmisión³⁷.

43. Los sistemas de transmisión nacional, zonal y polos de desarrollo son servicios públicos, y están sometidos a un régimen de acceso abierto en todo momento, siendo el Coordinador quien autoriza la conexión de un nuevo cliente o generador conforme a los parámetros establecidos en la normativa sectorial³⁸.
44. La CNE determina cada cuatro años el valor anual de las instalaciones existentes de transmisión nacional, zonal, de polos de desarrollo y de aquellas líneas dedicadas utilizadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios. Este valor anual de transmisión se determina por tramo (“VATT”) y está compuesto por el valor de la inversión (“VI”)³⁹ más los costos anuales de operación, mantenimiento y administración (“COMA”)⁴⁰. La anualidad de la inversión (“AVI”) se calcula considerando la vida útil de cada tipo de instalación con una tasa de descuento no inferior al 7% ni superior al 10%⁴¹. Esto es sin perjuicio de las obras nuevas contenidas en los respectivos decretos que fijan el plan de expansión para los doce meses siguientes, cuyo valor anual de inversión por tramo corresponderá a aquel que oferte las empresas para cada proyecto⁴².
45. Las empresas propietarias de las instalaciones existentes en los sistemas de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo, perciben el VATT mediante el establecimiento de un cargo único por uso, el cual constituye un complemento a

³⁶ Artículo 76 de la LGSE.

³⁷ Artículo 75 de la LGSE.

³⁸ Las discrepancias sobre esta materia deben ser planteadas ante el Panel de Expertos

³⁹ El valor de inversión es la suma de los costos eficientes de adquisición e instalación de sus componentes de acuerdo a valores de mercado.

⁴⁰ Estos costos se determinan en base a una empresa eficiente.

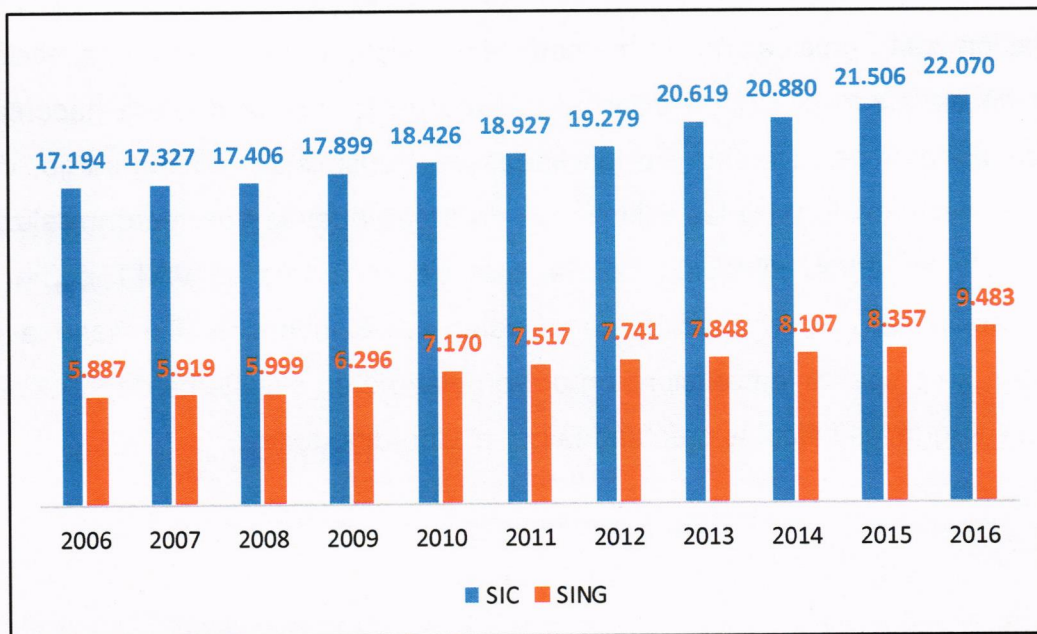
⁴¹ Artículo 118° de la LGSE.

⁴² Artículo 99 inc. 1 LGSE.

los ingresos tarifarios reales que se calculan en función del uso efectivo de las instalaciones.

46. Por su parte, el sistema dedicado puede ser de propiedad de la generadora, del cliente libre o de la transmisora, y su remuneración no está regulada. Si bien en este sistema actualmente existe obligación de acceso abierto, la misma está sujeta a la existencia de capacidad técnica disponible, la cual es establecida por el Coordinador. La prohibición de integración vertical no afecta a este sistema.
47. El sistema de transmisión, considerando los sistemas nacional, zonal y dedicado, tenía al 31 de diciembre de 2016 una longitud de 31.553 km. Como se presenta a continuación, las líneas experimentaron un crecimiento de un 37% entre los años 2006 y 2016, siendo el antiguo SING el que contó con un mayor incremento (61%).

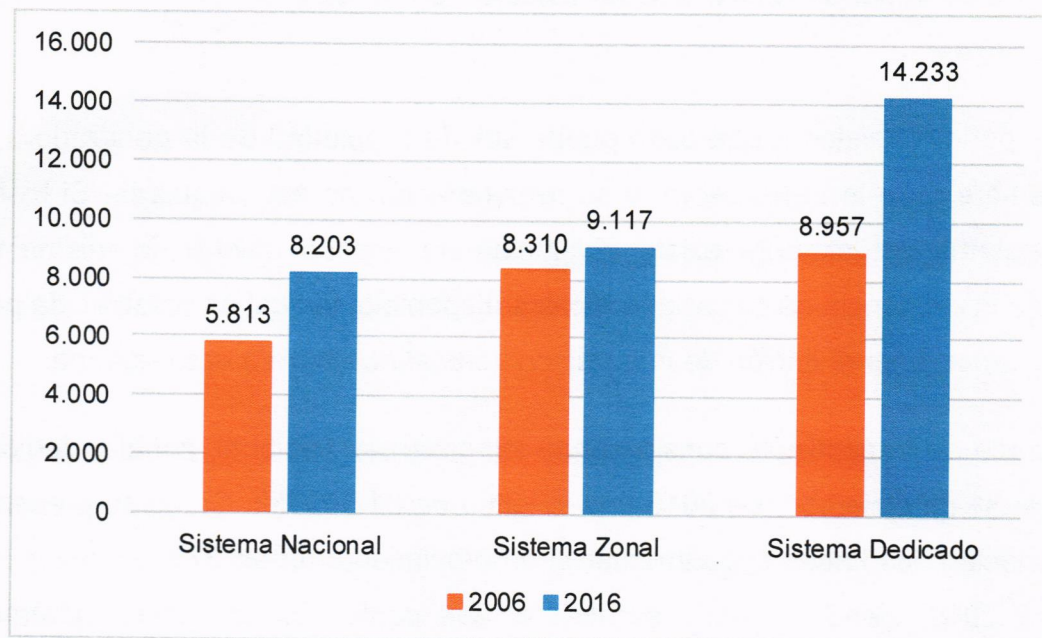
Gráfico N° 3: Extensión del Sistema de Transmisión (Km.)



Fuente: Anuario Estadístico de Energía 2016.

48. Por otra parte, el sistema dedicado fue el que presentó un mayor crecimiento en el periodo señalado, seguido por el sistema nacional.

Gráfico N° 4: Extensión del Sistema de Transmisión (Km)



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Anuario Estadístico de Energía 2016

49. En relación a la participación de mercado en el sistema de transmisión nacional, según ha señalado el Coordinador, el cálculo de la misma debiera hacerse en relación al valor de inversión de las líneas de transmisión. Sin embargo, dicho valor es desconocido para las licitaciones de obras nuevas que fueron realizadas en los últimos años, situación por la cual se considera el VATT como una aproximación de la participación en el valor de la inversión. En base a este indicador, se presenta la participación por propietario en el sistema de transmisión nacional, según los cálculos efectuados por el Coordinador⁴³:

⁴³ Respuesta del Coordinador con fecha 5 de abril de 2018 a Ordinario N° 0767. Documento acompañado bajo el numeral 4 del segundo otrosí se esta presentación.

Tabla N° 2: Participación en el Sistema Nacional de Transmisión por Propietario en Función del VATT (Septiembre 2017)

Propietario	Participación (%)
Transelec	70,12
AJTE (Celeo)	7,92
Colbun Transmisión	6,27
Eletrans S.A.	2,76
Interchile S.A.	1,91
Minera Escondida	1,85
Transchile S.A.	1,84
Edelnor Transmisión S.A. (ETSA)	1,58
Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)	1,09
Zaldivar Transmisión	1,09
Codelco	0,96
Centinela Transmision	0,87
Transemel (CGE)	0,36
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SATT)	0,29
Transnet (CGE)	0,27
Transmisión Chena (Enel)	0,26
EPM Transmisión Chile S.A.	0,19
Don Goyo Transmisión	0,15
CTNG (AES Gener)	0,11
Transmisora Angamos	0,10

Fuente: Respuesta del Coordinador Eléctrico Nacional de fecha 5 de abril de 2018 a Ord. N° 0767⁴⁴.

I.4.3 Distribución

50. El segmento de distribución, dadas sus características de monopolio natural, opera bajo un régimen de concesiones con exclusividad territorial, obligación de dar suministro y con tarifas reguladas para clientes con capacidad conectada inferior a 5000kw.
51. La tarifa regulada de distribución es el resultado de la suma del precio de nudo, el cual es fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución, un valor agregado por concepto de distribución y un cargo único o peaje por concepto del uso del sistema de transmisión troncal.

⁴⁴ Documento acompañado bajo el numeral 4 del segundo otrosí de esta presentación.

52. De acuerdo a la información con que cuenta el Coordinador sobre las empresas que se encuentran bajo su coordinación⁴⁵, se identifican 29 de ellas (consideradas individualmente, y no por grupo económico) participando en el segmento de distribución, de las cuales -al menos 8- se encuentran relacionadas con empresas de generación, como se describirá más adelante.

I.4.4 Clientes libres

53. Conforme a lo informado por el Coordinador, los clientes libres serían 70, de los cuales tres participan asimismo en generación⁴⁶, uno en transmisión nacional⁴⁷ y 46 cuentan con instalaciones de transmisión dedicada. Casi el 50% de los clientes libres está conformado por las empresas mineras.

54. De acuerdo al Informe Final de Licitaciones de Suministro Eléctrico, de la Comisión Nacional de Energía (CNE)⁴⁸, no se proyectan traspasos de clientes libres al régimen de clientes regulados. En cambio, en relación al traspaso de clientes regulados a libres, sí se proyecta un traspaso de demanda de 1.734 GWh el año 2017 a 4.021 para el año 2024, esto incorporando todas las solicitudes efectivas de traspasos ingresadas hasta abril de 2017.

I.4.5 Relaciones de propiedad entre empresas en distintos segmentos del mercado eléctrico

55. Como ha sido señalado por el Coordinador, no existe información detallada sobre la estructura societaria de las empresas que participan en generación, situación que también se puede extender a otros segmentos del mercado eléctrico, por lo que se informa sobre las principales empresas que participan en distintos segmentos, en base a información pública recabada por esta Fiscalía.

⁴⁵ Información disponible en: <https://www.coordinador.cl/sistema-electrico-nacional/empresas-coordinadas/> [Última visita con fecha 25 de abril de 2014].

⁴⁶ Las empresas Doña Inés de Collahuasi, Enaex S.A. y Enap Refinerías S.A. tienen generación.

⁴⁷ La empresa Codelco es transmisor nacional.

⁴⁸ Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/12/Res.-Ex.-N%C2%B0250-Aprueba-Informe-Final-de-Licitaciones-2017.pdf> [Última visita con fecha 25 de abril de 2018].

Tabla N° 3: Participaciones cruzadas entre segmentos del Sistema Eléctrico

Grupo	Segmento		
	Generación	Transmisión	Distribución
Enel Chile S.A.	Enel Generación Chile S.A.	Empresa de Transmisión Chena S.A.	Enel Distribución Chile S.A.
	GasAtacama Chile S.A.		
	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.		
	Compañía Eléctrica de Tarapacá S.A. (Celta)		
	Central Eólica Canela S.A.		
	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.		
	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.		
	Enel Green Power del Sur SpA		
AES Gener S.A.	Aes Gener S.A.	Compañía Transmisora del Norte Grande SpA (CTNG)	
	Sociedad Eléctrica Santiago SpA	Interandes S.A.	
	Guacolda Energía S.A.		
	Empresa Eléctrica Ventanas S.A.		
	Empresa Eléctrica Campiche S.A.		
	Empresa Eléctrica Angamos S.A.		
	Empresa Eléctrica Cochrane SpA		
	Aes Chivor S.A.		
	TermoAndes S.A.		
Colbún S.A.	Colbún S.A.	Colbún Transmisión S.A.	
	Empresa Eléctrica Industrial S.A.	Transmisora Eléctrica Quillota Ltda.	
	Rio Tranquilo S.A.		
Engie	Electroandina S.A.	Transmisora Eléctrica del Norte S.A. (TEN)	
	Central Termoeléctrica Andina S.A.	Edelnor Transmisión S.A. (ETSA)	
	Inversiones Hornitos S.A.		
	Engie Energía Chile S.A. (ex - E-CL S.A.)		
CGE	Edelmag	TRANSEMEL S.A.	Empresa Eléctrica de Arica S.A. (EMELARI)
		Transnet	Empresa Eléctrica de Iquique S.A. (ELIQSA)
		Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. (ELECDA)	
		Empresa Eléctrica de Atacama S.A. (EMELAT)	
		Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. (CONAFE)	
		CGE Distribución S.A.	
		Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDEL MAG)	
Grupo SAESA	Sociedad Austral de Generación y Energía S.A.(SAGESA)	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SATT)	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Frontel)

Empresa Eléctrica de Aisén S.A (Edelaysen)	Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)	Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Saesa)
	Sistema de Transmisión del Centro S.A. (STC)	Compañía Eléctrica Osorno (Luz Osorno)
	Sistema de Transmisión del Norte S.A. (STN)	Empresa Eléctrica de Aisén S.A (Edelaysen)
	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	
	Eletrans S.A.	
	Eletrans II S.A.	
	Eletrans III S.A.	

Fuente: Elaboración propia en base a información pública de memorias anuales.

I.5 Análisis comparado del mercado eléctrico

56. Antes de comparar el contexto nacional con otras experiencias, debe destacarse que Chile ha sido reconocido consistentemente como pionero y un modelo a seguir en cuanto a su regulación del mercado eléctrico⁴⁹, entre los primeros en adoptar un modelo de operación privada, con objetivos de eficiencia y continua corrección de las deficiencias regulatorias.
57. En Europa, la definición normativa para el sector energía con el fin conseguir que el mercado de la electricidad fuera competitivo, seguro y sostenible desde el punto de vista medioambiental, comenzó con la Directiva 96/92/CE⁵⁰, fue complementada con la Directiva 2003/54/CE⁵¹, y posteriormente con la Directiva 2009/72/CE⁵². Este largo y complejo proceso político estableció principios generales, dejando gran parte de la aplicación a discreción de los países miembros. Dicho proceso de liberalización se concentró en la definición de condiciones de acceso no discriminatorias a la red de transporte y distribución, instaurando el principio de Acceso Abierto de Terceros (*Third Party Access*)⁵³.

⁴⁹ Ministerio de Energía, Estrategia Nacional de Energía 2012-2030, p. 10.

⁵⁰ Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de marzo de 1999, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

⁵¹ Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE.

⁵² Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE.

⁵³ El objetivo de las políticas de *Third Party Access* es que el propietario de una red, de distribución o transmisión, esté obligado a permitir el acceso a todos los operadores de producción y ventas

Además, se promovió la separación de las actividades comerciales y la propiedad de la red, tanto de transmisión como de distribución⁵⁴, con el fin de aumentar la competencia en los mercados en que puede existir competencia, es decir, que no tienen características de monopolio natural. En la práctica, los países miembros han optado por soluciones que tienen diferentes grados de separación de actividades.

58. En España, el proceso de liberalización iniciado con la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, contemplaba la separación jurídica de las actividades reguladas y liberalizadas de un mismo actor, para aumentar la transparencia en el sistema, y que pudiera existir una correcta interacción entre los sectores, con la introducción de competencia en los sectores de generación y suministro de energía. Esta separación era entendida como un elemento clave en el proceso de liberalización de los mercados. Sin embargo, según el análisis realizado por la Comisión Nacional de Energía española⁵⁵ años más tarde, en la práctica la implementación ha estado marcada por una fuerte integración vertical de las empresas, con altas participaciones en los distintos segmentos. Esto, unido a otros factores, ha incidido negativamente en los resultados esperados del proceso de liberalización, haciendo menos eficientes y transparentes los precios de suministro⁵⁶.
59. La misma Comisión de Energía española reconoció que existen incentivos perversos para la empresa que participa tanto en el mercado de generación como

que lo soliciten, a un precio que no sea discriminatorio, de manera de fomentar la entrada de nuevos actores a los mercados competitivos (generación y comercialización de energía).

⁵⁴ "A fin de garantizar un acceso eficaz y no discriminatorio a la red, es conveniente que, en caso de que existan empresas integradas verticalmente, las redes de distribución y transporte se gestionen a través de entidades jurídicamente independientes. (...) Es necesario que pueda garantizarse la independencia de los gestores de redes de distribución y de los gestores de redes de transporte, especialmente con respecto a intereses de generación y de suministro. Por consiguiente, deben establecerse estructuras de gestión independientes entre gestores de redes de distribución y gestores de redes de transporte y cualquier empresa de generación/suministro.

No obstante, es importante distinguir entre dicha separación jurídica y la separación de la propiedad. La separación jurídica no implica un cambio en la propiedad de los activos y nada impide el empleo de condiciones similares o idénticas que apliquen en toda la empresa integrada verticalmente. Sin embargo, un proceso decisorio no discriminatorio debe estar garantizado mediante medidas organizativas respecto de la independencia de los responsables de las decisiones." Considerando octavo, Directiva 2003/54/CE.

⁵⁵ Actualmente las funciones que desempeñaba esta Comisión son realizadas por la división de Mercado Eléctrico de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

⁵⁶ "El Proceso de Liberación de los Mercados de Electricidad y Gas Natural, las Opciones de Suministro y los Consumidores (1995 - 2005)" diciembre de 2005, Comisión Nacional de Energía, España.

de transporte de energía⁵⁷, y que estos subsisten a pesar de que el mercado de transporte esté regulado. Así, dicha Comisión detalló los conflictos de interés que existen en la planificación de la red, en el acceso a ella, y en la iniciativa que debería tener el operador de ésta. Por tanto, establece que el éxito del buen comportamiento de las empresas integradas depende de que exista buena información del mercado (operación de medio y largo plazo, y planificación del sistema), lo que es difícil de conseguir. Así, considera necesario buscar la separación de las actividades, y entregar la operación de las redes a un órgano independiente.

60. En Estados Unidos, el sector eléctrico se desarrolló mediante empresas integradas verticalmente y reguladas por la autoridad, que realizaban conjuntamente las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. Desde el año 1990, nuevos generadores fueron autorizados a competir con las empresas existentes en la venta de electricidad en el mercado mayorista y los Estados comenzaron a legislar planes para introducir competencia en este segmento. El resultado fue un aumento significativo de productores independientes, que hoy suministran cerca de un 30% de la energía total del mercado. En paralelo, los Estados han hecho progresos significativos hacia la separación de la generación, transmisión y distribución de electricidad como parte de los incentivos a la competencia en los mercados de electricidad minorista⁵⁸. No obstante, se mantienen las empresas originales verticalmente integradas en diversos Estados.
61. A modo referencial, se presentan en el cuadro siguiente las principales características regulatorias del mercado eléctrico en distintos países.

⁵⁷ "Reflexiones Sobre la Situación Actual del Sector Eléctrico" enero de 2005, Comisión Nacional de Energía, España.

⁵⁸ Producto de que la administración de la red por parte de empresas integradas (desde generación a distribución) era inadecuada para una operación eficiente y segura, la FERC crea las Regional Transmission Organizations (RTO) e Independent System Operator (ISO) el año 1999. Estas son entidades regionales de transmisión independientes que son responsables del sistema interconectado en el que están, de su operación, tarificación y planificación. Orden N° 2000, Docket No. RM99-2-000, Federal Energy Regulatory Commission, United States of America, 20 de diciembre de 1999.

Tabla N° 4: Características Regulación Internacional

388

País	Propiedad	Integración vertical	Expansión de la transmisión troncal	Pago de las instalaciones	Pago por uso
Brasil	Operación y administración es llevada a cabo por el Operador Nacional del Sistema Eléctrico, persona jurídica de derecho privado.	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.	El operador propone al regulador un plan de expansión que es estudiado por Electrobras 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.	Las instalaciones son remuneradas a 30 años.	La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (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 organiza en partes iguales del costo del sistema principal, en un esquema 50%/50% entre consumidores y generadores.
Colombia	Se llevó a cabo un proceso de privatización desde la dictación de la Ley 143 de 1994.	La Ley 143 de 1994 prohíbe la integración vertical en todos los segmentos. Se permite la integración para aquellas empresas que estuviesen integradas antes de la dictación de dicha ley, sin embargo, de acuerdo a la nueva legislación dichas empresas deben mantener separación contable de las actividades.	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 Para permitir el ingreso de nuevos inversores al mercado regulado de la transmisión.	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 remunerar a 30 años.	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 cobran 50%/50%, pero recientemente se cambió a 0%/100%.
España	Propiedad privada.	Prohibida la integración, a menos que las actividades sean realizadas por sociedades diferentes.	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.	La retribución de la actividad de transporte se establecerá reglamentariamente atendiendo a los costes de inversión y operación y mantenimiento de las instalaciones.	Los pagos del sistema son distribuidos en un esquema 0%/100%

California EEUU	La propiedad de las líneas es privada	Se conserva el concepto de "Utility", donde la misma empresa realiza labores de generación, transmisión, subtransmisión y distribución.	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.	Se recuperan los costos de inversión, operación y mantenimiento con un cargo por acceso a la red. Dichos cargos son aprobados por FERC.	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%.
México	Monopolio a cargo de la Comisión Federal de Electricidad, organismo estatal.	Permitida porque todos los segmentos son desarrollados por el Gobierno.	Todos los aspectos técnicos son de responsabilidad de la Comisión Federal de Electricidad.	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.	
Nueva Zelanda	Existe una única empresa que presta el servicio de transmisión, Transpower.	No existe. Según el "Electricity Act 1992", el sector transmisión es incompatible con otros sectores.	Se considera un horizonte de 10 años, con revisión anual.	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.	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.
Reino Unido	Existen 3 empresas privadas: National Grid Electric Transmission plc, Scottish Power Transmission Limited y Scottish Hydro Electric Transmission Limited.	El <i>Electricity Act 1989</i> apuntó a disminuir la integración, pero el sector generación se integró en parte con el comercializador.	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.	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.	

Fuente: Bitrán, E.; Silva, C.; y Villena, M. (2014) "Propuesta de reforma a la regulación de la transmisión eléctrica en Chile". Disponible en: <http://www.espaciopublico.cl/propuesta-de-reforma-a-la-regulacion-de-la-transmision-electrica-en-chile> [Última visita con fecha 18 de abril de 2018]

II. ANÁLISIS DE RIESGOS Y BENEFICIOS EN LA MODIFICACIÓN A LAS RESTRICCIONES DE INTEGRACIÓN ENTRE EL SEGMENTO DE TRANSMISIÓN Y OTROS SEGMENTOS DEL MERCADO ELÉCTRICO.

62. Para evaluar el mérito de la modificación normativa solicitada por Celeo Redes, esta Fiscalía considera necesario ponderar los riesgos para la competencia de permitir la integración vertical entre todos o algunos de los segmentos de la industria eléctrica, respecto de los beneficios potenciales de eliminar las restricciones vigentes en el artículo 7° de la LGSE. A continuación, se describen y evalúan tales riesgos y beneficios.

II.1 Riesgos teóricos de la integración vertical en el sector eléctrico

63. La literatura económica relevante para el análisis corresponde, en este caso, a la de discriminación por medios distintos a precio⁵⁹, también conocida como “sabotaje”, en situaciones en que hay un proveedor de un insumo o servicio que tiene poder de mercado -o es monopolista en un segmento del mercado- y tiene participación en otro donde compite con más firmas.

64. El sabotaje ha sido ampliamente estudiado, entre estos trabajos se encuentra el desarrollado por Economides (1998)⁶⁰, quien establece un modelo teórico simple donde muestra que para un monopolista siempre es conveniente realizar acciones que aumenten los costos de sus rivales aguas abajo (disminución de la calidad del insumo, atrasos en el proceso, más trámites innecesarios, u otros). Estos incentivos provienen del interés de extender el poder de mercado aguas arriba a su participación en el mercado aguas abajo, suavizando la competencia a través de aumentar los costos de sus rivales. El resultado también implica menor bienestar, ya que la industria disminuye la cantidad vendida, y hay ineficiencias en la producción (la empresa relacionada con el monopolista produce más que el óptimo). Muestra también, que aún si la subsidiaria del monopolista tiene costos

⁵⁹ Esto, debido a que el precio del uso de la transmisión se encuentra regulado por el ordenamiento jurídico.

⁶⁰ Economides, Nicholas. "The incentive for non-price discrimination by an input monopolist." *International Journal of Industrial Organization* 16.3 (1998): 271-284.

distintos al resto de los competidores, siguen existiendo los incentivos a discriminar, y excluir en el mediano plazo.

65. A este análisis lo siguen diversos *papers* que buscan identificar los determinantes en el mercado de estos comportamientos discriminatorios. Beard et al. (2001)⁶¹ encuentra que el incentivo a discriminar depende de la existencia de regulación de precios aguas arriba, y que los incentivos a hacer sabotaje surgen cuando la regulación es restrictiva, ya que en esos casos la empresa no puede extraer rentas en el mercado en que es dominante. Que haya sabotaje depende del margen entre el precio regulado y costo aguas arriba, del margen aguas abajo, y de la intensidad de la competencia aguas abajo (elasticidad precio de la oferta, y participación de mercado de la empresa integrada).
66. Más adelante, Mandy y Sappington (2007)⁶² muestran en un modelo teórico que los incentivos para sabotear dependen del tipo de discriminación que se haga, y de la naturaleza de la competencia aguas abajo. Según los autores, siempre es conveniente realizar sabotaje que aumente los costos de la competencia, pero no siempre es rentable discriminar para disminuir la demanda de la competencia, ya que si hay competencia intensa aguas abajo (como indica Bertrand) la respuesta de los rivales es agresiva y puede disminuir el beneficio de la empresa monopolista aguas arriba⁶³.
67. Bustos y Galetovic (2009)⁶⁴ se refieren a este tema en particular para el mercado eléctrico, incorporando nuevos supuestos. En su trabajo estudian los determinantes de la decisión de sabotaje, usando un modelo que internaliza como variable endógena la integración. Entre los determinantes consideran el tamaño de la participación aguas abajo, y la elasticidad de la demanda por el bien final. Para el caso en que la empresa decide integrarse, los autores derivan una condición de

⁶¹ Beard, T. Randolph, David L. Kaserman, and John W. Mayo. "Regulation, vertical integration and sabotage." *The Journal of Industrial Economics* 49.3 (2001): 319-333.

⁶² Mandy, David M., and David EM Sappington. "Incentives for sabotage in vertically related industries." *Journal of regulatory economics* 31.3 (2007): 235-260.

⁶³ Esto se daría porque la competencia puede llevar a reducir la cantidad comercializada aguas abajo, y por tanto aumenta los costos de realizar acciones de sabotaje.

⁶⁴ Bustos, Álvaro E., and Alexander Galetovic. "Vertical integration and sabotage with a regulated bottleneck monopoly." *The BE Journal of Economic Analysis & Policy* 9.1 (2009).

margen a partir de la cual la empresa integrada tiene incentivos a sabotear a sus competidores. Esta condición refleja los costos de sabotear, dados por la caída en la cantidad consumida final que disminuye los ingresos aguas arriba, y los beneficios, obtenidos por el mayor ingreso de la filial aguas abajo producto de la discriminación. La condición es la siguiente:

$$\mu > \frac{\tau}{P_T} \varepsilon$$

68. Donde, μ es la participación de mercado de la subsidiaria aguas abajo, ε (en valor absoluto) la elasticidad de la demanda aguas abajo, τ el cargo de acceso aguas arriba y P_T el precio aguas abajo.
69. Así, en caso de que la desigualdad se cumpla la empresa tendrá incentivos a realizar acciones para discriminar a sus competidores. Es decir, si la participación de mercado de la filial en el mercado competitivo es suficientemente grande, los beneficios del sabotaje compensarán los costos de realizar estas acciones.
70. Para ilustrar esta condición, los autores utilizan como ejemplo una posible integración vertical en el mercado eléctrico chileno entre generación y transmisión en alta tensión, encontrando que no habría incentivos al sabotaje si la empresa integrada tuviera una participación menor a 1.8% en el mercado de generación. Además, los autores concluyen que en la hipótesis de que la filial no excluya a sus rivales mientras mayores sean las economías verticales, más intenso es el sabotaje, ya que la subsidiaria del monopolista gana más participación de mercado producto de estas economías de integración.
71. La aplicación de esta teoría a la realidad del mercado eléctrico chileno, específicamente a la posible integración entre generación y transmisión, nos llevaría a las conclusiones que se indican a continuación⁶⁵.

⁶⁵ En la aplicación de teoría al mercado eléctrico chileno, no se consideran los efectos de las economías verticales que aparecen en la literatura. Esto debido a que, tal como se verá más adelante en el informe, la integración vertical en cuestión no genera economías verticales, ya que la existencia de tales ahorros de costos implicaría la existencia de subsidios cruzados que no son permitidos por la regulación de precios de transmisión.

72. En primer lugar, debe considerarse la regulación de tarifas por transmisión (peajes de transmisión). Tal como se explicó, el VATT se calcula en base a costos de una empresa modelo, y de los valores de mercado de la infraestructura del sistema, o de acuerdo a los valores ofrecidos en las licitaciones públicas, en cuyo caso son resultado de procesos competitivos. Por tanto, siguiendo los resultados de Beard et al. (2001), en la economía chilena existirían incentivos a realizar sabotaje, ya que la empresa transmisora no tiene espacios para obtener rentas adicionales por su poder de mercado en este segmento, y tendrá incentivos a extenderlo a otros sectores en donde si pueda explotarlo, como sería el de generación.
73. Por otra parte, en el análisis incide el nivel de competencia en el mercado de generación existente en el mercado chileno. Tal como se expuso, la presión competitiva por entrada de nuevas tecnologías y bajas de costo de las tecnologías renovables, ha implicado que la generación se convierta en un mercado más competitivo, tanto para clientes libres como en las licitaciones de bloques de energía para clientes regulados. Así, de acuerdo a lo propuesto por Mandy y Sappington (2007), este nivel de competencia podría ayudar a reducir los incentivos a hacer sabotaje.
74. Finalmente, se observan otros parámetros en el mercado que, de acuerdo a lo planteado por Bustos y Galetovic (2009), determinan los incentivos a sabotear que tiene una empresa integrada en un mercado donde la empresa aguas arriba produce un insumo esencial. Se aplica a continuación la fórmula presentada en su trabajo para encontrar la máxima participación que podría tener la empresa de transmisión en el mercado de generación sin que existan incentivos relevantes de sabotaje. Para ello, se requieren los siguientes parámetros en el mercado chileno:
- a) Elasticidad de la demanda por energía: las empresas generadoras pueden vender energía a clientes libres, o a distribuidoras para clientes regulados. En el primer caso, es necesaria la elasticidad de demanda de esos clientes (en promedio) y, en el segundo caso, el de los clientes finales, pues a pesar de que no sean clientes directos de la empresa generadora, la demanda dependerá de su respuesta a cambios en precios. Las estimaciones que

existen para estos parámetros en el mercado chileno son, principalmente, para los clientes regulados⁶⁶:

- Benavente et al. (2005)⁶⁷: -0.27 en el corto plazo (un año), y -0.39 en el largo plazo para clientes residenciales, con datos de panel 1995-2001 en el SIC.
- Acuña (2008)⁶⁸: -0.73 con datos corte transversal a nivel desagregado (sólo considera hogares) con la CASEN 2006.
- Marshall (2010)⁶⁹: -0.37 en el corto plazo (un año) y -0.44 en el largo plazo, con datos agregados a nivel comunal de hogares, pequeños comercios e industriales entre los años 2004 y 2008.
- Agostini et al (2011)⁷⁰: -0.38 a -0.4 en el largo plazo para clientes residenciales, con datos de corte transversal CASEN 2006.

b) Ratio entre el peaje por transmisión y el precio de la energía: nuevamente este valor es distinto según el tipo de cliente, pero, a diferencia del punto anterior, no existen muchos estudios que evalúen el valor de este *ratio*. Por tanto, de acuerdo a estimaciones internas⁷¹, se considera que la transmisión representa en promedio cerca de un 10,91% del valor de una cuenta tipo de clientes regulados y, para los clientes libres, la transmisión nacional significa en promedio un 2,4% de la cuenta. Con el nuevo esquema de estampillado,

⁶⁶ Además de los estudios expuestos, el Estudio de Previsión de Demanda 2015-2035 (2010) de la Dirección de Planificación y Desarrollo del CDEC SIC (2015) estima una elasticidad precio de -0.016 para el SIC y no significativa para el SING, y para los clientes residenciales -0.028 en el SIC, y -0.107 en el SING. Además, este estudio no encuentra que la elasticidad precio para los clientes libres sea estadísticamente significativa tanto para el SIC como para el SING. Los resultados de este estudio no son muy claros, por tanto, se deben tomar resguardos en considerarlos.

⁶⁷ Benavente, José Miguel, et al. "Estimando la demanda residencial por electricidad en Chile: el consumo es sensible al precio." Cuadernos de economía 42.125 (2005): 31-61.

⁶⁸ Acuña, H. "¿Cambia el consumo eléctrico de los hogares cuando cambia el precio? Sugerencias para el diseño de un subsidio." Documento N°2, Departamento de Estudios División Social, Ministerio de Planificación, Chile (2008).

⁶⁹ Marshall, Daniela. "El consumo eléctrico residencial en Chile en 2008." Cuadernos de economía 47.135 (2010): 57-89.

⁷⁰ Agostini, Claudio, Cecilia Plottier, and Eduardo Saavedra. "La demanda residencial por energía eléctrica en Chile." (2011).

⁷¹ Para el cálculo de los *ratios* se consideró lo siguiente, por un lado, para los clientes regulados, la tarificación vigente para cada tipo de opción tarifaria, y los valores de una cuenta de luz modelo de cada tipo de opción tarifaria a nivel nacional, sin considerar IVA. Por otro lado, para los clientes libres se consideró aquellas facturaciones en las que se explicitaba el cargo por transmisión, para el periodo 2015-2017. De estas facturaciones se consideró el precio medio por la energía, y el cargo nacional para calcular el *ratio*, tanto en el esquema actual como en el esquema de estampillado que regirá en el futuro.

este llegaría a un 8,7% en promedio. Por otra parte, Galetovic y Muñoz (2006)⁷² encuentran que, en la subestación Quillota, el cargo por transmisión representa un 2,2% del precio de la energía y, posteriormente, Bustos y Galetovic (2009) hacen referencia a este trabajo, afirmando que el ratio entre los costos de transmisión troncal y el precio de la energía equivale a un 6%.

75. Con los valores expuestos, se estiman los dos escenarios límites, es decir, el escenario más conservador, tomando los valores más bajos de los encontrados, y el menos conservador, con los valores más altos. Las estimaciones de la participación máxima que previene del sabotaje son:

$$\text{Escenario más conservador: } \frac{\tau}{P_T} \varepsilon_{\text{mínimo}} = 0.024 * 0.27 = 0.65\%$$

$$\text{Escenario menos conservador: } \frac{\tau}{P_T} \varepsilon_{\text{máximo}} = 0.1091 * 0.73 = 7.96\%$$

76. Así, por un lado, el escenario menos conservador, respecto al resguardo de la competencia en los mercados eléctricos, indicaría que aún con un 8% de participación de una empresa transmisora en el mercado de generación, la empresa integrada tendría incentivos a sabotear la competencia de sus rivales en el mercado de generación. Por otro lado, en el escenario más conservador, bastaría un 1% de participación de una empresa de transmisión en generación para que haya incentivos a sabotear a sus competidores aguas abajo.
77. En conclusión, la teoría económica indicaría que la integración vertical entre una empresa que tiene precios regulados (como son los segmentos de transmisión y distribución) y otra que compite en un mercado (generación y comercialización a clientes libres), conlleva grandes riesgos de discriminación a través de acciones distintas a precio. Además, al aplicar estos a la realidad del mercado eléctrico chileno, observamos que la posibilidad de que estos riesgos se materialicen, desde el punto de vista teórico, son altos.

⁷² Galetovic, Alexander, and C. Muñoz Montecinos. "The new Chilean transmission charge scheme as compared with current allocation methods." IEEE Transactions on Power Systems 21.1 (2006): 99-107.

78. En consistencia con lo señalado precedentemente, la experiencia de otros países en cuanto a la liberalización y separación de los distintos segmentos del mercado eléctrico ha sido estudiada en la literatura especializada. Algunos de estos trabajos, como el de Steiner (2001)⁷³, analizan el efecto de los cambios regulatorios que implicaron la separación vertical de generación y transmisión con un panel de datos de 19 países de la OCDE, los cuales tienen estructuras de mercados y marcos regulatorios diferentes, con datos de los años 1986 a 1996. El texto expone que las reformas analizadas, llevadas a cabo durante la década de los 90, se hicieron con la intención de aumentar la competencia en los sectores que no tienen características de monopolios naturales, es decir, generación y comercialización de energía. El efecto de estas reformas se mide sobre variables de eficiencia del mercado de generación, de cambio en los precios industriales, y sobre la diferencia de precio entre clientes industriales y regulados.
79. El autor encuentra un efecto de reducción de precios, si bien no significativo, de la separación entre generación y transmisión, y este efecto es mayor en precios libres (clientes industriales) que regulados. También, encuentra un efecto positivo y significativo en aumentar la tasa de utilización de la capacidad disponible (*proxy* de eficiencia de generación), y positivo sobre disminuir la brecha entre la reserva de potencia real y la óptima. Así, sus conclusiones indicarían que la separación entre transmisión y generación tendría efectos positivos sobre la eficiencia en generación, y los precios de la energía (menores precios).
80. A partir de los resultados del estudio indicado, en el año 2001 la OCDE hace una recomendación a sus países miembros de aplicar políticas de separación de los mercados de electricidad y otras industrias reguladas⁷⁴, con el fin de aumentar el nivel de competencia en los mercados de energía. La misma institución, en el

⁷³ Steiner, F., 2000. Regulation, industry structure and performance in the electricity supply industry. OECD Economic Studies N°32, 2001/1.

⁷⁴ Recommendation of the Council concerning Structural Separation in Regulated Industries 26 April 2001 - C(2001)78/FINAL. En este, la OCDE reconoce que: "That, in this context, the regulated firm has the ability, in the absence of antitrust or regulatory controls, to restrict competition by restricting the quality or other terms at which rival upstream or downstream firms are granted access to the services of the non-competitive activity, restricting the capacity of the non-competitive activity so as to limit the scope for new entry in the complementary activity, or using regulatory and legal processes to delay the provision of access."

cuarto reporte que monitorea la implementación de esta recomendación, realizado el año 2016⁷⁵, concluye que la separación estructural sigue siendo una medida importante para avanzar en el proceso de liberalización de los mercados, y propone extenderlo a nuevas industrias donde existen ciertos problemas de competencia.

81. Por otra parte, Hattori & Tsuitsui (2004)⁷⁶ también estudian el efecto de la separación vertical de la red de transmisión en 19 países de la OCDE para los años 1987-1999, incluyendo las reformas y cambios de los últimos años de la muestra, y cambiando la definición de los indicadores de regulaciones (en este punto, específicamente, no considera como desintegración la separación de contabilidad). A diferencia de Steiner (2001), encuentran que la separación no necesariamente disminuye los precios, y que los puede subir. Según el autor, esta diferencia se explicaría al menos parcialmente por la adición de más años a la muestra (1997-1999) en los cuáles varios países implementaron políticas de separación (Dinamarca, Países Bajos, Italia y USA). Para el *ratio* entre precio industrial y regulado, encuentran que el efecto de la separación de mercados no es significativo, y es de menor magnitud que el de Steiner (2001), concluyen que entonces este efecto se ha debilitado en los últimos años de la muestra (el efecto encontrado no es significativo, y de menor magnitud que el encontrado).
82. Otro estudio de Copenhagen Economics (2005)⁷⁷ estima los efectos de la separación de transmisión y generación en los precios y productividad para 15 países de la Comunidad Europea (entre 1990 y 2003), y encuentra que disminuyen los precios y aumenta la productividad. El informe concluye que separar la transmisión de generación es el cambio regulatorio más significativo en estos efectos, ya que esta separación aumenta la presión competitiva (actual y potencial) en el mercado de generación, que representa la mayor parte del costo de la energía, y por tanto lleva a las empresas a competir en precios y también a

⁷⁵ OECD (2016), Structural separation in regulated industries: Report on implementing the OECD Recommendation.

⁷⁶ Hattori, Toru, and Miki Tsutsui. "Economic impact of regulatory reforms in the electricity supply industry: a panel data analysis for OECD countries." *Energy Policy* 32.6 (2004): 823-832.

⁷⁷ Economics, Copenhagen. "Market Opening in Network Industries: Part II: Sectoral Analyses." Copenhagen Economics for DG Internal Market (2005).

hacer esfuerzos por ser más eficientes. El estudio no distingue el efecto de los diferentes niveles de separación de estos mercados que se implementó en los distintos países (separación contable, legal o completa), pero igualmente verifica su importancia, y que la separación completa es la más efectiva, ya que teóricamente elimina los incentivos a discriminar.

83. Por último, Nikogosian et al. (2011)⁷⁸ desarrolla un modelo donde muestra que el sabotaje -aumentar los costos y disminuir la demanda de la competencia- son convenientes para las firmas integradas, llevando a mayores precios aguas abajo. Implementa este modelo con datos del mercado eléctrico alemán, encuentran que la integración de distribución y comercialización de energía⁷⁹ aumenta los precios pagados por los consumidores finales. También concluye que la separación legal de las empresas no logra eliminar el incentivo a discriminar entre consumidores, recomendando que el regulador correspondiente diseñe un mecanismo de cambio de proveedor estandarizado, y esté atento a los reclamos de clientes y competidores de la firma integrada. Encuentran también que no hay evidencia de que existan economías de ámbito por la integración de distribución y comercialización de energía, porque los cargos de acceso a la red no disminuyen por la integración.

II.2 Riesgos observados en el análisis del mercado nacional

84. Tal como se indicó *supra* al tratar los riesgos de modo teórico y general, una empresa que participa conjuntamente en los mercados de transmisión y generación se puede situar en una posición ventajosa respecto de otros actores no integrados. Dicha situación, ya descrita desde una perspectiva teórica, se analiza a continuación respecto de sus riesgos, en concreto, para la estructura y regulación del mercado eléctrico nacional.

⁷⁸ Nikogosian, Vigen, and Tobias Veith. "Vertical integration, separation and non-price discrimination: An empirical analysis of German electricity markets for residential customers." (2011).

⁷⁹ Si bien este estudio analiza los efectos de la integración vertical con el mercado de transmisión, es pertinente incluirlo ya que la presentación de Celco Redes aplica a todos los segmentos del mercado eléctrico.

85. Sin perjuicio de lo que se verá *infra*, es necesario hacer la prevención de que Celeo Redes, en respaldo de su argumento sobre la falta de justificación actual de la prohibición y restricciones contenidas en el artículo 7° de la LGSE, remite a lo señalado por esta Fiscalía en el informe de aprobación de la operación de concentración Rol FNE F91-2017, mediante la cual Orion US Holdings 1 L.P. adquiere el 51% de TerraForm Power Inc., presente en Chile a través de Amanecer Solar SpA.
86. No obstante, no es posible extender las conclusiones de dicho informe a lo discutido en este procedimiento, pues se refiere al análisis de una operación de concentración específica, bajo circunstancias particulares, y no a un análisis general del mercado eléctrico que justifique la derogación de las prohibiciones y restricciones del artículo 7 de la LGSE.
87. En efecto, el citado informe no se pronuncia sobre la generalidad del sistema eléctrico ni de los riesgos relevantes que podrían surgir con una estructura de mercado diferente, en la que un número indeterminado de empresas generadoras, transmisoras, de distribución y clientes libres podrían tener diferentes niveles de integración vertical, como podría esperarse de la derogación de la prohibición de participación de la transmisión en los otros segmentos.
88. Adicionalmente, la referencia es incompleta, pues no considera antecedentes relevantes al momento de analizar si la operación de concentración notificada tenía o no la aptitud para reducir sustancialmente la competencia. En particular, la producción de Amanecer Solar es vendida casi en su totalidad a Compañía Minera del Pacífico (“**CMP**”), en virtud de un contrato por 20 años donde se fija su precio, y la energía remanente es vendida en el mercado *spot* por cuenta de CMP. Lo anterior, daría cuenta de una baja habilidad e incentivos para la materialización de riesgos de naturaleza vertical producto de la operación de concentración específica analizada, y en ningún caso significaba un pronunciamiento respecto de la relevancia de las prohibiciones y restricciones del artículo 7 de la LGSE.
89. Por el contrario, los riesgos que serán analizados a continuación se refieren a: (i) la posibilidad de realizar subsidios cruzados entre los segmentos de generación y transmisión, durante la planificación y licitación de las obras nuevas; (ii) la existencia de incentivos del transmisor integrado a promover el desarrollo de obras

en interés de sus activos en generación; y, (iii) la creación de incentivos del transmisor integrado a favorecer a sus empresas relacionadas en otros segmentos, mediante la operación de la red.

II.2.1. Posibilidad de implementar subsidios cruzados en favor de proyectos de generación y licitaciones de nuevas obras en transmisión con los beneficios de la comercialización de electricidad

90. Un transmisor integrado podría proponer el desarrollo de proyectos de generación y participar en licitaciones de obras nuevas en transmisión con precios subsidiados por los beneficios esperados por la comercialización de la electricidad, distorsionando la competencia por obras de transmisión. Así, por ejemplo, en un proceso de licitación de una línea troncal, una empresa integrada podría ofertar por debajo de los costos de su proyecto, si es que tiene alguna propuesta de generación que dependa de la construcción de esta línea. Esto sería posible, ya que la empresa integrada podría evaluar la rentabilidad de ambos proyectos de manera conjunta.

91. Lo anterior sería aún más conveniente para la empresa integrada si lograra que dicho sistema sea calificado como transmisión nacional, en cuyo caso el total del proyecto de transmisión se financiaría por los usuarios finales, bajo el sistema del "estampillado". De este modo, la compañía integrada evitaría que su red fuese calificada como sistema dedicado, en donde asumiría el 100% del costo del proyecto de transmisión y, de esa forma, podría rentabilizar proyectos de generación en ubicaciones menos eficientes.

II.2.2 Incentivos del transmisor integrado a favorecer a sus empresas relacionadas en generación durante la operación de la red

92. Por su parte, un transmisor integrado con generación que ha desarrollado un proyecto de generación o conectado a un cliente propio dentro de la zona que se ve afectada por su red de transmisión, dispone en la práctica de diversas opciones para favorecer a sus clientes, respecto de los clientes de generadoras no relacionadas.

93. Todas las formas a través de las cuales el transmisor puede beneficiar a sus relacionadas, en mayor o menor medida, se relacionan con el grado de discreción

que tiene la empresa de transmisión al establecer ciertos parámetros de operación. Algunas de estas opciones se enumeran a continuación, los casos que se mencionan aplican tanto en el sistema nacional, de polos de desarrollo y sistema zonal⁸⁰:

a) Entrega de información al Coordinador de manera estratégica: la empresa integrada podría beneficiarse de entregar información inexacta, incompleta o errada, por ejemplo, de la capacidad de transmisión⁸¹. La información a entregar es relevante, en la medida que una mayor o menor capacidad puede afectar los precios *spot* locales. Si bien dicha información puede ser revisada por el Coordinador y sancionada por la SEC, el número y objeto de sus auditorías amerita una evaluación de su costo-beneficio, sobre todo si se considera que actualmente un transmisor no integrado no tiene incentivos en la materia. Por tanto, eliminar la prohibición impondría nuevos costos de fiscalización al Coordinador en una materia que, al menos en el caso indicado, no es simple analizar en el día a día.

b) Localización de los equipamientos de transmisión para beneficiar a relacionadas: el transmisor integrado a un generador tendría incentivos a destinar equipamiento⁸² más antiguo y susceptible de fallas, en aquellas partes de su red destinadas a dar servicio a clientes de un competidor. El incentivo para ello es evidente, al menos si se considera que la compensación por la interrupción del servicio no representa el costo que esto implica al usuario, quien siempre preferirá recibir suministro⁸³. En concreto,

⁸⁰ Varios de estos casos se mencionan en documento Galetovic, Alexander. "Integración vertical en el sector eléctrico: Una guía para el usuario". (2003).

⁸¹ La información que se entrega al Coordinador no es un valor fijo, sino que admite variaciones en función de aspectos como temperatura local, entre otros aspectos técnicos. Cabe agregar que, en caso de incumplimiento del deber de entrega de información, la SEC podrá aplicar sanciones al infractor.

⁸² Por ejemplo: transformadores, seccionadores e interruptores.

⁸³ El artículo 72°-20 del texto refundido de la Ley establece, para el caso de transmisión y de generación, la obligación de pagar a los usuarios compensaciones por indisponibilidad de suministro. Se indica que, en el caso de los usuarios regulados, la compensación corresponderá al equivalente de la energía no suministrada durante ese evento, valorizada a quince veces la tarifa de energía; para los clientes libres la energía no suministrada se valoriza a quince veces la componente de energía del precio medio de mercado. En ambos casos se fijan valores máximos a compensar, que en el caso de transmisión alcanzan en general, por evento, el 5% de sus ingresos

en este caso, la realización de auditorías por parte del Coordinador parece impracticable.

c) Privilegiar el mantenimiento preventivo oportuno en las zonas que afecten a las empresas relacionadas: por motivos similares al caso previo, existen incentivos a privilegiar el mantenimiento preventivo oportuno en las zonas de interés comercial de la empresa integrada. Para ello, la empresa podría idear diversos actos para lograr mantener oportunamente las redes que benefician a sus relacionadas, y no hacer lo mismo en otras zonas de la red. Por ejemplo, la empresa integrada podría no podar la franja de servidumbre, o no limpiar aisladores, y esperar las lluvias en zonas donde no se vea afectada la operación de sus afiliadas. Debe además considerarse que aún con la prohibición de integración existente, las empresas de transmisión tienen incentivos a utilizar las mantenciones preventivas de manera estratégica para reducir costos. Por tanto, en caso de levantarse esta restricción y de existir una empresa integrada, este incentivo se hace más fuerte, ya que en este caso se relacionaría con mayores montos, adicionales a los ahorros en costos de mantención.

d) Establecer las fechas de mantenimiento programado⁸⁴ en función de los intereses de la generadora integrada: si bien es el Coordinador quien establece dichos períodos (para el “mantenimiento mayor”), es improbable que su revisión de la propuesta del transmisor considere sus intereses comerciales en generación, sino que los objetivos generales de coordinación, continuidad y seguridad del suministro. Así, es muy probable que se establezcan las fechas propuestas por la empresa integrada como las fechas

regulados en el año calendario anterior para el segmento de transmisión respectivo, con un máximo de veinte mil unidades tributarias anuales.

El valor de quince veces la tarifa de energía, equivale aproximadamente a 2 US\$/MWh (Chilectra, 15 veces 79,8 \$/Kwh a 600 \$/US\$), y el costo de falla real de los usuarios está en el orden de 11 US\$/Kwh. Al respecto, ver en Estudio “Costo de Falla de Corta y Larga Duración SIC, SING y SSMM” realizado por SYNEX para la CNE. Pág. 78. Disponible en URL: <https://www.cne.cl/estudios/electricidad/>

⁸⁴ El tiempo en que se realiza un mantenimiento preventivo, constituye un período que afecta los costos de operación del sistema y los costos marginales.

de mantenimiento programado, con la posibilidad de favorecer a su empresa relacionada.

- e) Incentivos a manejar los plazos de mantenimiento correctivos en su propio beneficio: la empresa integrada tiene incentivos a manejar estos plazos, incluso entregando información de avance de las obras de mantenimiento a conveniencia. Si bien pareciera que un buen sistema de auditoría podría mitigar este riesgo, la fiscalización en esta materia podría implicar revisar aspectos específicos de la operación de la empresa. Por ejemplo, para detectar comportamientos oportunistas, sería necesario determinar si la firma integrada trabaja a uno o más turnos en la reparación.
- f) Elegir las intervenciones en las instalaciones que afecten lo menos posible la operación de sus relacionadas: en la medida que se requiera optar por soluciones operacionales del sistema, el transmisor integrado tiene el incentivo a procurar la intervención en las instalaciones que le representen un menor impacto comercial sobre sus activos de generación. Sobre este punto, no cabe esperar que el Coordinador realice una revisión de intereses en generación y comercialización, dado que es indiferente a la propiedad en las líneas de transmisión, y a la necesidad de emplear racionalmente los sus recursos en fiscalización.
- g) Ubicación estratégica de los grupos de reposición del servicio: Existen incentivos para que el transmisor integrado deje a sus grupos de reposición del sistema⁸⁵ a una menor distancia de la zona en que están sus clientes o sus centrales generadoras. Lo anterior, por cuanto, en la práctica, estos equipos no se ubican junto a cada instalación generadora, sino que cubren ciertas zonas, las cuales pueden comprender más de una instalación. De esta forma, el operador integrado lograría responder de manera más rápida a las fallas o problemas de conexión que haya en los lugares en los que tiene interés comercial mayor.

⁸⁵ Nos referimos, por ejemplo, a su personal o equipamiento.

h) Priorización de la reposición del servicio según interés comercial: una firma integrada tiene incentivos a priorizar la reposición del servicio en aquellas zonas donde beneficie a sus relacionadas. Así, por ejemplo, durante las primeras horas de ocurrida una catástrofe, en donde se puede hacer necesario reponer el servicio en forma descentralizada, es natural suponer que la firma integrada tomará las decisiones en función de sus propios intereses. A modo de ejemplo, podría demorar la reconexión de un cliente en su zona considerando que el precio *spot* es más alto que el del contrato incluidas sus compensaciones. Ocurrido el evento, no parece fácil determinar -en la práctica- la ocurrencia de algún tipo de discriminación hacia la firma no integrada.

i) Discriminación en las nuevas conexiones a la red: si bien las conexiones se encuentran reguladas, existiendo tareas entregadas actualmente al Coordinador, es realista suponer que los incentivos que tiene una empresa integrada motivan la creación de nuevas formas de discriminación no previstas ni previsibles por parte de la legislación. A modo de ejemplo, el caso en que se otorguen plazos máximos a la transmisora integrada para dar respuestas a las peticiones de terceros, ésta puede responder antes del cumplimiento del plazo a un tercero relacionado, y justo al vencimiento a los que no lo estén. En este caso, la empresa estaría cumpliendo fielmente con la normativa, pero no con el principio de no discriminación.

94. En todos los casos expuestos anteriormente, el incentivo a la discriminación estaría ausente si el transmisor desarrollase exclusivamente esta actividad⁸⁶. Asimismo, debe considerarse que las situaciones aquí expuestas, tratan de materias sobre las cuales parece muy difícil la implementación de una fiscalización oportuna y efectiva.

II.2.3 Riesgos de la integración vertical en otros segmentos del mercado eléctrico.

⁸⁶ O, eventualmente, de estar presente sería en un grado significativamente menor.

95. En su presentación, Celeo Redes argumentó que no resultaría riesgoso levantar la prohibición de integración vertical contenida en el inciso 5° del artículo 7° de la LGSE, enfocándose en los supuestos resguardos que posibilitarían la participación de empresas de transmisión en el segmento de generación. Sin embargo, y sin referirse a ello, solicitó también a este H. Tribunal el levantamiento de la restricción del inciso 7° del artículo 7° de la LGSE, relativa a los demás segmentos del mercado eléctrico. Vemos entonces que la solicitante pretende que se recomiende alzar no solo la prohibición absoluta del inciso 5°, sino que también las limitaciones de participación en transmisión aplicables no sólo a las generadoras, sino también a compañías distribuidoras y clientes libres, posibilitando la integración completa y sin restricciones entre todos los segmentos de la industria eléctrica, esto es, que una misma empresa -o grupo empresarial- pueda tener control de empresas generadoras, de transmisión y de distribución, así como también de clientes libres, o cualquier combinación de algunos de estos cuatro segmentos.
96. Respecto a la integración vertical existente en el mercado hoy, esta Fiscalía en el ejercicio de sus atribuciones, ya ha advertido ciertos riesgos que existen en la integración entre los distintos segmentos. Por un lado, respecto a la integración entre empresas de generación y distribución para la contratación del suministro de clientes libres, sobre todo aquellos más pequeños cuyo poder negociador no es fuerte. Actualmente la FNE se encuentra estudiando la existencia de posibles abusos en este mercado⁸⁷, y de otras irregularidades que puedan dañar la libre competencia en el mercado eléctrico⁸⁸. Respecto a la contratación de clientes libres, también se ha advertido el posible uso de información privilegiada de los clientes, a la que tienen acceso las empresas de distribución, y no sus competidores en este mercado, que son las otras empresas de generación. En este sentido la regulación ha avanzado, publicándose recientemente en la página

⁸⁷ Investigación de oficio Rol N°2391-16 FNE, caratulada "Investigación de Oficio del Mercado de Distribución a Clientes Libres".

⁸⁸ Es así cómo se detectó el incumplimiento de un plazo legal para el cambio de los clientes regulados a libres de parte de ciertas empresas de distribución, que fue oportunamente comunicado a la SEC para su fiscalización, mediante el Oficio Ordinario N°0788, de fecha 11 de abril de 2017.

web del Coordinador un listado de los clientes regulados que están en el rango que califica para cambiar de régimen a libres⁸⁹.

97. Por otro lado, la FNE también ha tomado conocimiento de los problemas que se derivan del uso de información de clientes⁹⁰ a la que tienen acceso los distribuidores respecto a los clientes de su área de concesión, o de su posición de operador de la red de distribución. El uso de estas ventajas les permite a las empresas distribuidoras mejorar su desempeño en la provisión de servicios adicionales al suministro de energía, o la participación en otros mercados que tengan relación con el suministro de energía y el uso de la red de distribución. Estas preocupaciones quedaron plasmadas en la Proposición de Modificación Normativa N°17⁹¹ del TDLC, la cual indicó condiciones de operación, publicidad, y fiscalización de varios servicios asociados. Aun así, en esta proposición el Tribunal reconoció que pueden existir otros problemas en servicios que no se estudiaron en esa ocasión⁹². A pesar de esto, este tema sigue vigente en investigaciones posteriores a esta proposición⁹³, y en el análisis de admisibilidad en curso de una denuncia en el mercado de generación distribuida⁹⁴.

98. Por lo anterior, y luego de señalar los potenciales riesgos de la integración vertical en los segmentos de transmisión y generación, se indican también algunos riesgos ya advertidos en estos otros mercados, en donde la integración vertical con el segmento de transmisión, si bien no está prohibida, está restringida por los límites

⁸⁹ Esta información se publica siguiendo la indicación de la Norma Técnica de Calidad de Servicio Para Sistemas de Distribución de la CNE de diciembre de 2017, Artículo 1-15. Este listado incluye información de los clientes (razón social y rut) y de su consumo (potencia de conexión y consumo promedio anual). Según la información publicada, la planilla está aún sujeta a revisión. El documento "LISTADO DE CLIENTES – OPCION NO REGULADOS" se encuentra disponible en: <https://www.coordinador.cl/sistema-electrico-nacional/empresas-coordinadas/> [fecha última visita: 11 de abril de 2018].

⁹⁰ Información esencial de los clientes puede ser tanto los datos de contacto como los de consumo (cantidad consumida total, perfil de consumo horario y capacidad de la red cercana al cliente).

⁹¹ H. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, proposición de Modificación Normativa N° 17/2015 sobre Servicios Asociados al suministro de energía eléctrica Rol ERN N° 22-2014.

⁹² H. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, proposición de Modificación Normativa N° 17/2015 TDLC, párrafo 120.

⁹³ Investigación Rol N° 2350-15 FNE, caratulada "Denuncia contra Chilectra en el mercado de servicios asociados".

⁹⁴ Admisibilidad de Rol N° 2478-17, caratulada "Denuncia en Contra de Empresas de Distribución por Abuso de Posición Dominante"⁹⁵ Ya advertidas en la Resolución N° 667 de la Comisión Preventiva Central de fecha 30 de octubre de 2002.

de participación individual y conjunta establecidos en el inciso 7° del artículo 7° de la LGSE.

99. Según se indicará *infra*, esta Fiscalía ha advertido riesgos de competencia derivados de la integración vertical entre empresas generadoras y distribuidora de electricidad⁹⁵, por lo que -de oficio- dio inicio en el año 2016 a una investigación, en lo que respecta a posibles restricciones a la competencia en el suministro a clientes libres⁹⁶, sobre todo aquellos más pequeños cuyo poder negociador no es fuerte. Dicha investigación se funda en posibles abusos del poder de mercado que tienen las distribuidoras para el suministro a clientes libres que estén en su área de concesión. Adicionalmente, se están estudiando posibles irregularidades advertidas que puedan dañar la libre competencia en este mercado, las cuales fueron denunciadas al organismo competente⁹⁷. En esta investigación, además, se examina el posible uso de información privilegiada de la que disponen las empresas de distribución, acerca de los clientes dentro de su zona de concesión. Este uso podría ser beneficioso para una empresa de distribución integrada a generación, lo cual crea una situación de desventaja respecto de otras competidoras no integradas que no tienen acceso a esta información. En cuanto a este último punto, la regulación ha avanzado, publicándose recientemente en la página web del Coordinador un listado de los clientes regulados que están en el rango que califica para cambiar de régimen a libres⁹⁸.
100. Por otro lado, respecto de la integración entre transmisión y distribución, mencionamos, en primer lugar, que en nuestros mercados ya existe la prestación

⁹⁵ Ya advertidas en la Resolución N° 667 de la Comisión Preventiva Central de fecha 30 de octubre de 2002.

⁹⁶ Investigación Rol FNE N°2391-16, caratulada "Investigación de Oficio del Mercado de Distribución a Clientes Libres".

⁹⁷ Es así cómo se detectó el incumplimiento de un plazo legal para el cambio de los clientes regulados a libres de parte de ciertas empresas de distribución, que fue oportunamente comunicado a la SEC para su fiscalización, mediante el Oficio Ordinario N°0788, de fecha 11 de abril de 2017.

⁹⁸ Esta información se publica siguiendo la indicación de la Norma Técnica de Calidad de Servicio Para Sistemas de Distribución de la CNE de diciembre de 2017, Artículo 1-15. Este listado incluye información de los clientes (razón social y Rut) y de su consumo (potencia de conexión y consumo promedio anual). Según la información publicada, la planilla está aún sujeta a revisión. El documento "LISTADO DE CLIENTES – OPCION NO REGULADOS" se encuentra disponible en: <https://www.coordinador.cl/sistema-electrico-nacional/empresas-coordinadas/> [fecha última visita: 11 de abril de 2018].

conjunta de los servicios de comercialización y distribución de energía, constituyendo ello una materia conocida tanto por este H. Tribunal como por la Fiscalía. En efecto, mediante Proposición Normativa N° 17/2015⁹⁹, vuestro Tribunal advirtió una serie de inconvenientes en materia de servicios asociados derivados de la posición de dominio que ostentan las distribuidoras al comercializar la electricidad¹⁰⁰, e indicó condiciones de operación, publicidad, y fiscalización de varios servicios asociados. Aun así, en esta proposición el Tribunal reconoció que pueden existir otros problemas en servicios que no se estudiaron en esa ocasión¹⁰¹. Con posterioridad a la dictación de este pronunciamiento y habida consideración de que aún no se han implementado las recomendaciones de este H. Tribunal, este problema ha seguido vigente tanto en investigaciones de este Servicio¹⁰², como en el análisis de admisibilidad en curso de una denuncia en el mercado de generación distribuida¹⁰³.

101. Ahora bien, señalado lo anterior y considerando que tanto distribución y transmisión son medios de administración de redes por los cuales circula la electricidad, vemos que, mediante el alzamiento de la prohibición del inciso 5° y de la limitación del inciso 7° del referido artículo 7° LGSE, no solo se aumentarían los riesgos advertidos por H. Tribunal y por esta Fiscalía en distribución, sino que también se extenderían a transmisión. Ello por cuanto la empresa transmisora integrada con una distribuidora también, indirectamente, comercializaría electricidad.

⁹⁹ H. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, proposición de Modificación Normativa N° 17/2015 sobre Servicios Asociados al suministro de energía eléctrica Rol ERN N° 22-2014.

¹⁰⁰ Estos problemas que se derivan del uso de información de clientes a la que tienen acceso los distribuidores respecto a los clientes de su área de concesión, o de su posición de operador de la red de distribución. Información esencial de los clientes puede ser tanto los datos de contacto como los de consumo (cantidad consumida total, perfil de consumo horario y capacidad de la red cercana al cliente). El uso de estas ventajas les permite a las empresas distribuidoras mejorar su desempeño en la provisión de servicios adicionales al suministro de energía, o la participación en otros mercados que tengan relación con el suministro de energía y el uso de la red de distribución.

¹⁰¹ H. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, proposición de Modificación Normativa N° 17/2015 TDLC, párrafo 120.

¹⁰² Investigación Rol N° 2350-15 FNE, caratulada "Denuncia contra Chilectra en el mercado de servicios asociados".

¹⁰³ Admisibilidad de Rol N° 2478-17, caratulada "Denuncia en Contra de Empresas de Distribución por Abuso de Posición Dominante"

102. El razonamiento antes señalado muestra que los riesgos no solo se extenderían a los servicios asociados, sino que -por ejemplo- también se extenderían los problemas advertidos respecto del suministro de energía a clientes libres de la empresa integrada que estén ubicados fuera de una zona de concesión de distribución.
103. Finalmente, y sin que este análisis sea exhaustivo, en caso de permitir integración irrestricta entre los segmentos de transmisión y distribución, los riesgos descritos que nacen de la integración entre transmisión y generación se ampliarían a los clientes que están en zonas de distribución. Por ejemplo, una empresa integrada que tenga activos en generación, transmisión y distribución tendrá incentivos fuertes a beneficiar a los clientes que estén en su área de concesión, asegurando una mejor calidad del servicio u otros factores de difícil fiscalización.
104. La experiencia de la FNE en materia de energía indicaría que extender la integración en este mercado a empresas de transmisión podría empeorar las condiciones del mercado, y agudizar los conflictos de interés que ya existen. Los riesgos descritos en esta sección se verían incrementados en el caso que, como resultado de la integración, una empresa o grupo empresarial participara en cada uno de los segmentos del mercado eléctrico. Esto implicaría que se encadenen nuevamente los tres segmentos del mercado bajo un mismo controlador, ya sea a nivel nacional o en algunas zonas.

II.3 Eficiencias derivadas de la integración vertical entre segmentos del mercado eléctrico

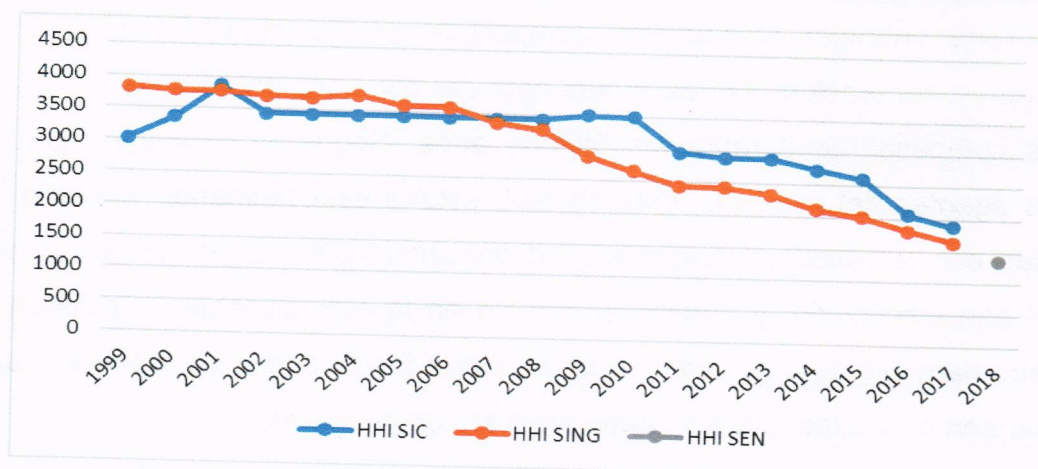
105. La solicitante identifica, como beneficio de la modificación normativa que propone, el aumento de la competencia en el segmento de generación. Tal como plantea Celeo Redes, no existirían economías de escala ni de ámbito que sean posibles de aprovechar producto de la integración vertical, porque no pueden traspasarse los costos de la empresa regulada (transmisión) a segmentos no regulados (generación) o viceversa. Esta Fiscalía, en sus diligencias, no ha encontrado otras eficiencias asociadas a la integración vertical en esta industria y, por tanto, se acotará el análisis a revisar la magnitud de los beneficios de competencia planteados por la solicitante.

106. Para analizar el impacto que pueda tener el beneficio planteado por la solicitante es necesario entender la situación competitiva de los mercados hoy. En el segmento de generación, vemos el aumento del nivel competitivo por la entrada de más competidores durante los últimos años. Según lo expresado por los distintos agentes del mercado, esta entrada estaría especialmente motivada por empresas con tecnologías renovables no convencionales, cuyos costos a nivel mundial han disminuido, y gracias al cambio en la estructura de licitaciones de suministro para clientes regulados, que da mayor flexibilidad a las empresas para participar con proyectos que aún estén en etapa de desarrollo.

107. Es así como observamos que, durante los últimos 20 años, el índice de concentración del mercado, HHI (*Herfindahl-Hirschman Index*), ha bajado considerablemente. En el siguiente gráfico se observa la evolución de este índice calculado según la participación de cada grupo empresarial en la capacidad instalada de generación de cada sistema (SIC y SING), hasta 2017, y el SEN para el año 2018. Se observa que a inicios de los años 2000 el HHI estaba en niveles superiores a 3000 en ambos sistemas, indicativo de que ambos mercados estaban altamente concentrados, y en los últimos años se observan valores menores a 2500, que representan mercados con moderada concentración. Por último, el índice para el año 2018 tiene un valor menor a 1500, lo que refleja la menor concentración del mercado eléctrico posterior a la unión de los sistemas interconectados¹⁰⁴.

¹⁰⁴ Niveles de concentración según lo establecido en la Guía de Fusiones, p.13. Disponible en <http://www.fne.gob.cl/wp-content/uploads/2012/10/Guia-Fusiones.pdf>.

Gráfico N° 5: Evolución Índice HHI Según Capacidad Instalada de Generación



Fuente: Elaboración Propia en Base a Información pública CNE¹⁰⁵.

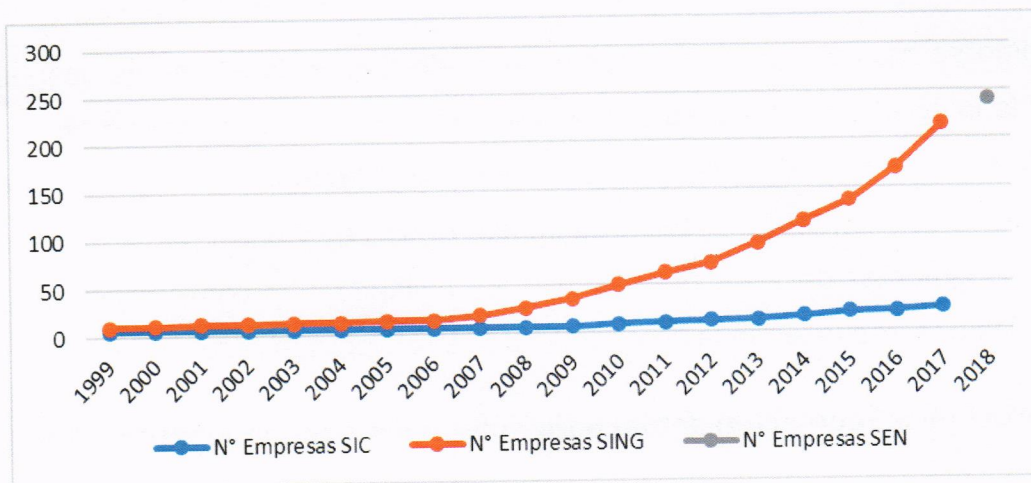
108. Adicionalmente, en el gráfico notamos que desde el año 2004, año de dictación de la Ley Corta I, el índice comienza a caer en el SING. También se observa que el ritmo de caída se acelera en ambos sistemas después del año 2015, con las nuevas licitaciones de suministro de energía.

109. En el escenario actual del mercado de generación, la entrada de un nuevo competidor impactaría de manera marginal en el nivel de competencia del mercado, que ya presenta un alto número de empresas participando. Tal como se observa en el gráfico siguiente, el número de empresas se ha multiplicado por 15 veces en estos 20 años, pasando de cerca de 20 empresas el año 1999, a cerca de 250 empresas hoy. Por tanto, el beneficio planteado por Celeo Redes -en caso de hacerse efectivo- no tendría un impacto significativo sobre la competencia en el mercado. Adicionalmente, este efecto se materializaría únicamente si la entrada de empresas de transmisión a generación se realiza a través de nuevos proyectos, y no por la adquisición de centrales o empresas existentes¹⁰⁶.

¹⁰⁵ En el gráfico se ilustra el índice HHI calculado en base a la capacidad instalada de cada central (potencia neta de generación de cada central), agrupadas según los grupos económicos que pudo identificar esta Fiscalía, de acuerdo a lo indicado en la descripción del mercado eléctrico. El cálculo de la capacidad disponible se hizo a partir de la fecha de puesta en marcha de cada central, por lo tanto, no se incluye información respecto de posibles cambios de propiedad de centrales. Además, cabe hacer presente que existe discontinuidad en el cálculo para el año 2018, producto de la interconexión de los sistemas en noviembre del año 2017.

¹⁰⁶ En caso contrario, si es que una empresa de transmisión adquiere más de una central o empresa de generación, permitir la integración vertical podría hasta empeorar la desconcentración de mercado lograda, llevando a nuevos aumentos en el HHI.

Gráfico N° 6: Evolución Número de Empresas por Sistema Interconectado



Fuente: Elaboración Propia en Base a Información pública CNE

110. Otra razón que reafirma el aumento del nivel competitivo en el segmento de generación es que existe hoy competencia potencial real y significativa, la cual genera presión competitiva en el mercado. Evidencia de la existencia de estos posibles competidores se observa en las últimas licitaciones de suministro para clientes regulados, los que corresponden a proyectos reales y realizables en el mediano plazo. Como vemos en el análisis de éstas llevado a cabo por la CNE¹⁰⁷, en las últimas licitaciones, la energía ofertada por las empresas participantes supera ampliamente a la energía que está siendo licitada, y que es efectivamente adjudicada. Adicionalmente, se observa que la mayor parte de los oferentes que participan son proyectos nuevos, muchos de ellos ERNC, lo que se condice con la baja en los costos de estas tecnologías. Por ejemplo, en el proceso de licitación 2015/02, se ofertaron 2.367 GWh-año, y se adjudicaron 1.200 GWh-año, y los precios de la energía sobrante tenía precios menores o iguales al promedio de la adjudicación. En la licitación 2015/01, adjudicada el año 2016, se recibieron ofertas por 85.000 GWh-año de 64 empresas distintas, lo que correspondía a casi siete veces la energía licitada. Esto es un cambio sustantivo en el mercado que se

¹⁰⁷ Informe "Nueva Ley Chilena de Licitaciones de Suministro Eléctrico Para Clientes Regulados: Un Caso de Éxito", p. 79, CNE, junio de 2017, disponible en <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/08/Libro-Licitaciones-de-Suministro-El%C3%A9ctrico.pdf>.

ha materializado en los últimos años, ya que hasta el año 2014 nunca había habido más de 10 oferentes en un mismo proceso.

111. Tal como se ha visto *supra*, los incentivos y, derivados de estos, los riesgos de asumir la integración vertical en el mercado eléctrico son altos, considerando los beneficios que -eventualmente- podrían producirse. Vistos estos antecedentes, se entiende la decisión del Legislador, contenida en la Ley Corta I, de separar a los distintos segmentos del mercado eléctrico, no hallándose la conveniencia de que este H. Tribunal recomiende la derogación de dicha decisión regulatoria.

II.4. Capacidad de la regulación actual para mitigar los riesgos identificados

112. Ahora bien, tal como se detallará *infra*, si bien existe normativa regulatoria destinada a evitar las situaciones descritas precedentemente, la misma no se encuentra completamente implementada y, aun cuando lo estuviera, atendido los fuertes incentivos de las empresas integradas, la detección y corrección oportuna de estos hechos haría necesario un nivel de fiscalización que, en la práctica, resultaría impracticable, tanto para esta Fiscalía como para los reguladores sectoriales.

113. Tal como se describió en los antecedentes, la nueva Ley de Transmisión introdujo una serie de cambios de gran envergadura al sistema eléctrico, el cual fue fruto de un exhaustivo análisis de la realidad eléctrica nacional post dictación de la Ley Corta I y II. Según lo indicó el Mensaje del proyecto de ley, en esta nueva normativa se materializa un “plan de acción” dirigido a contar con energía confiable, sustentable, inclusiva y a precios razonables¹⁰⁸.

114. Para arribar al objetivo descrito, se identificaron una serie de deficiencias y necesidades regulatorias¹⁰⁹, las cuales vistas en perspectiva, ayudan a dilucidar el panorama anterior a la dictación de la Ley, evidenciando las distintas situaciones

¹⁰⁸ Biblioteca del Congreso Nacional. Historia de la Ley N° 20.936. Pág. 3.

¹⁰⁹ En este sentido se señaló: “Los distintos expertos y actores vinculados al sector eléctrico, han concordado en que la actual regulación de la transmisión resulta insuficiente para el adecuado desarrollo del sistema eléctrico en su conjunto y que su mejor regulación resulta imperativa para avanzar decididamente en pos de los objetivos ya señalados de mejora en acceso, sustentabilidad, eficiencia, ordenamiento territorial e inclusión en materia de energía eléctrica”. Mensaje, Historia de la Ley N° 20.936. Pág. 4.

que -según el Mensaje- constituían un obstáculo para el desarrollo del sistema eléctrico. Esto último será revisado con la finalidad de analizar cómo la normativa abordó el problema, si la misma se encuentra implementada y si es posible extraer alguna conclusión sobre la forma en que la regulación mitigaría los riesgos que generaría la integración del segmento de transmisión con otros de la industria eléctrica.

115. Los temas analizados son: (i) las deficiencias regulatorias que motivaron la dictación de la nueva ley; (ii) la necesidad de introducir un nuevo órgano coordinador del sistema; y, (iii) la necesidad de generar mayor competencia en generación como objetivo de las modificaciones en transmisión.

116. Conforme se verá *infra*, en todos los casos se concluye que -para recomendar cualquier cambio normativo- es imprescindible ponderar la forma en que la regulación se ha implementado, cuestión que solo sucederá una vez que se encuentre completamente establecida la institucionalidad, se dicte la normativa de ejecución correspondiente y se consoliden los principales hitos regulados por la nueva Ley.

II.4.1 Deficiencias advertidas en la regulación anterior a la Nueva Ley de Transmisión

117. Conforme se indicó en el Mensaje del proyecto de Ley, la normativa anterior tendría una serie de deficiencias, las cuales -a grandes rasgos- se pasan a mencionar a continuación.

II.4.1.1 Deficiencias regulatorias en materia de Transmisión Troncal

118. Se planteó la necesidad de introducir criterios de planificación a largo plazo en materia de expansión troncal, dotándola de criterios claros de ordenamiento territorial. Lo anterior, con el objeto de reducir los costos y la incertidumbre de los proyectos de generación, de desplegar oportunamente las holguras necesarias para la proyección a largo plazo y desarrollarse conforme al tiempo en que la sociedad demanda. Por último, con el objeto de “*que la oferta de generación, con*

serios problemas de localización, acceda a un mercado distante y geográficamente concentrado”¹¹⁰, se indicó la necesidad de modificar el esquema de remuneración.

119. En concreto, las remisiones del Mensaje se refieren a la Planificación Energética realizada por el Ministerio de Energía, la extensión territorial efectuada en conjunto por la CNE y el Coordinador y el pago de peajes, el cual ahora pasó a tener un nuevo financiamiento, bajo el sistema conocido como “estampillado”, de cargo de los consumidores.
120. Sobre planificación energética, recientemente, con fecha 18 de febrero de 2018, el Ministerio de Energía emitió su Informe Final Corregido sobre el proceso de Planificación Energética de Largo Plazo periodo 2018-2022. El informe fue aprobado mediante Decreto Exento N° 92, del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial el 10 de abril de 2018. Dicho documento fue elaborado en mérito de normativa transitoria y del Reglamento de Planificación Energética de Largo Plazo (Decreto Supremo N° 134, de 2016, del Ministerio de Energía¹¹¹) al que alude el inciso final del artículo 83¹¹².
121. Respecto del plan de extensión, mediante Resolución Exenta N° 163, de fecha 27 de febrero de 2018, la CNE aprobó el primer Informe Técnico Final que contiene el Plan de Expansión Anual de la Transmisión, considerando plenamente la nueva Ley y respecto de todo el sistema de transmisión. Este informe fue objeto de una discrepancia ante el Panel de Expertos por múltiples actores¹¹³⁻¹¹⁴, hallándose actualmente pendiente su decisión¹¹⁵.

¹¹⁰ Mensaje, Historia de la Ley N° 20.936. Pág. 5.

¹¹¹ En un primer momento y atendido el plazo contenido en el artículo vigésimo de la Ley de Transmisión, el proceso fue iniciado mediante la Resolución Exenta N° 18 del Ministerio de Energía, para posteriormente, ser regulado por el Reglamento respectivo.

¹¹² En lo pertinente, el artículo 83 señala: “Artículo 83. Planificación Energética. Cada cinco años, el Ministerio de Energía deberá desarrollar un proceso de planificación energética de largo plazo, para los distintos escenarios energéticos de expansión de la generación y del consumo, en un horizonte de al menos treinta años. (...) El reglamento establecerá el procedimiento y las demás materias necesarias para la implementación eficaz del presente artículo”.

¹¹³ Discrepancia N°7-2018 contra el Plan de Extensión Anual de Transmisión correspondiente al año 2017. Al respecto discreparon. Enel Distribución Chile S.A.; Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM; Grupo CGE, conformado por Compañía Nacional de Electricidad S.A., Empresa de Transmisión Eléctrica Trasemel S.A., Empresa Eléctrica de Arica S.A., Empresa eléctrica de Iquique S.A. y Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.; Asociación de Consumidores de Energía no

122. Por su parte, el Plan de Expansión de la Transmisión fue dictado conforme al procedimiento establecido en normativa transitoria¹¹⁶ (Resolución Exenta N° 18 de 2017, de la CNE), hallándose pendiente la dictación del correspondiente Reglamento¹¹⁷.

123. En cuanto al esquema de remuneración de la transmisión nacional, se estableció un sistema¹¹⁸ que -conforme al artículo vigésimo quinto transitorio de la Ley de Transmisión- se implementará progresivamente desde el 1 de enero de 2019 hasta el 1 de enero de 2035. Es decir, a la fecha, todavía no ha operado.

regulados A.G. (Acenor); Colbún S.A.; Espejo de Tarapacá S.p.A.; y, Grupo Saesa, conformado por Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Sistema de Transmisión Sur S.A., Sociedad Austral de Electricidad y Sistema de Transmisión del Norte S.A.

¹¹⁴ Respeto de la esta misma resolución, pero sobre la calificación de las instalaciones de transmisión la discrepancia N° 5-18. Al respecto discreparon. AES Gener S.A., Empresa Eléctrica Licán S.A., Enel Distribución Chile S.A., Engie Energía Chile S.A., Generadora Corcovado SpA, Pequeños y Medianos Generadores Asociación Gremial, Compañía General de Electricidad S.A., Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A., Empresa Eléctrica de Arica S.A., Empresa Eléctrica de Iquique S.A., Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A., Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Sistema de Transmisión del Sur S.A., Sociedad Austral de Electricidad S.A., Sistema de Transmisión del Norte S.A., Transelec S.A.

¹¹⁵ Según lo indicó la CNE en el documento acompañado en el número 2 del segundo otrosí de esta presentación: "Actualmente se encuentra en desarrollo el primer proceso de planificación de la transmisión de conformidad con las disposiciones de la Ley N° 20.936. Por lo anterior, no es posible actualmente estimar el tiempo que dicho proceso podría tomar, sin perjuicio que la LGSE establece plazos para el desarrollo de algunas de sus etapas y delega la definición de otros en el reglamento". Conforme lo indicó la CNE, el primer proceso de planificación territorial finalizaría luego de su completa tramitación en el panel de expertos, lo cual se verificaría el 17 de julio de 2018.

¹¹⁶ Conforme al artículo vigésimo transitorio de la Ley de Transmisión, la CNE se encuentra facultada por el tiempo que allí se menciona para dictar normativa provisional. En este sentido, el mencionado precepto señala: "Artículo vigésimo. Dentro del plazo de un año contado desde la publicación de la presente ley en el Diario Oficial, se deberán dictar los reglamentos que establezcan las disposiciones necesarias para su ejecución.

Mientras los referidos reglamentos no entren en vigencia, dichas disposiciones se sujetarán en cuanto a los plazos, requisitos y condiciones a las disposiciones de esta ley y a las que se establezcan por resolución exenta de la Comisión.

La resolución exenta a que hace referencia el inciso anterior, tendrá como plazo de vigencia máxima dieciocho meses contado desde la publicación de la presente ley en el Diario Oficial. En caso de requerir una prórroga por cuanto el reglamento que verse sobre el mismo contenido se encuentre en trámite, ésta deberá ser aprobada por resolución exenta, indicando expresamente los fundamentos que ameritan la señalada prórroga y su plazo.

¹¹⁷ Según lo indicó la CNE en documento acompañado bajo el número 2 del segundo otrosí de esta presentación, para su elaboración -durante el año 2017- se realizaron estudios y mesas de trabajo, las cuales continuarán desarrollándose en el transcurso de este año.

En general, respecto de todos los reglamentos referidos en su presentación, la Comisión indicó que: "(...) no es posible señalar una fecha determinada para la dictación, entrada en vigencia e implementación (...)".

¹¹⁸ Definido en el artículo 115 de la Ley de Transmisión.

124. En suma, aún no es posible verificar cómo se implementarán en la normativa de ejecución los cambios regulatorios adoptados por el Legislador en el segmento de transmisión troncal, o si fueron adecuados para resolver los problemas que motivaron la regulación, teniendo presente que ha sufrido procesos legislativos continuos desde la tramitación de la Ley Corta I, y que continuará con la discusión de modificaciones para el segmento de servicios de distribución.

II.4.1.2 Deficiencias regulatorias en materia de Subtransmisión

125. Se ha reconocido que la congestión y las dificultades de interconexión generadas por la carencia de una obligación de expansión de este nivel de transmisión dificultó el desarrollo íntegro de la red¹¹⁹.

126. Habida consideración de la implementación de la obligación de expansión en subtransmisión, hoy transmisión zonal, la Ley en su artículo décimo tercero transitorio dispuso la realización de una propuesta de expansión transitoria a la elaboración de la propuesta nacional. En la propuesta de expansión conocida como “Proceso *ad hoc* de determinación de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria”¹²⁰, se determinaron las líneas que pertenecerán a la hoy denominada transmisión zonal. Este procedimiento se dictó en virtud de normativa igualmente temporal (Resolución Exenta N° 668, de 14 de septiembre de 2016, de la CNE) que estableció un procedimiento especial para la adecuada implementación del proceso *ad hoc*, finalizando con la dictación del Decreto Exento N° 418 de agosto de 2017, que fijó un listado de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, necesarias para el abastecimiento de la demanda.

127. Es decir, sólo desde la dictación de este Decreto de agosto de 2017, conocemos con claridad qué líneas pertenecen a la transmisión zonal, hallándose también pendientes ante el Panel de Expertos una serie de discrepancias derivadas de la calificación de las instalaciones como zonales.

¹¹⁹ Mensaje, Historia de la Ley N° 20.936. Pág. 6.

¹²⁰ Al respecto, ver en URL: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/expansion-de-transmision/articulo-13-transitorio-ley-20-936/>

II.4.1.3 Deficiencias regulatorias en materia de Transmisión Adicional

128. Indicó el Mensaje de la Ley de Transición que su regulación sería insuficiente, al carecer de procedimientos claros y transparentes para las obligaciones y derechos de los propietarios, por ejemplo, en la determinación de la capacidad técnica disponible de las líneas e instalaciones¹²¹.
129. En materia de transmisión adicional, hoy denominada transmisión dedicada, el artículo 80 de la nueva Ley dispuso el acceso abierto. El inciso 2° de dicha normativa estableció que será el Coordinador quien determinará fundadamente las capacidades de la transmisión dedicada, oyendo previamente a las partes. Se destacó también que el Coordinador deberá publicar en su sitio web, la capacidad técnica disponible en estos sistemas. Finalmente, la norma estableció que el Reglamento determinará los criterios y condiciones para definir la capacidad técnica de transmisión disponible y el período de tiempo en que exista.
130. Sobre el Reglamento del Coordinador, indicó la CNE en el documento acompañado bajo el número 2 del segundo otrosí de esta presentación, que corresponde al: “principal instrumento regulatorio que establece las disposiciones normativas para llevar a cabo la coordinación de la operación de las instalaciones interconectadas por parte del Coordinador (...), de conformidad con las disposiciones de la Ley 20.936”. A juicio de la CNE, este Reglamento: “(...) se encargará de aquellos temas medulares del funcionamiento de las diferentes instalaciones sujetas a coordinación, tales como programación de la operación, la declaración de costos variables, las transferencias económicas, la operación en tiempo real, las obligaciones de los distintos coordinados, la determinación de los costos marginales, la interconexión de las instalaciones al sistema, entre otros. Asimismo, trata aquellos temas que responden a la implementación de las nuevas funciones y atribuciones establecidas en la Ley N° 20.936, tales como el establecimiento de garantías para resguardar la cadena de pagos, pronóstico centralizado de generación y demanda, monitoreo de la competencia, el sistema de información pública, entre otros aspectos relevantes”. Conforme lo indicó el

¹²¹ Mensaje, Historia de la Ley N° 20.936. Pág. 5.

regulador en su respuesta, dicha norma fue ingresada a Contraloría para el trámite de toma de razón en enero de 2018. Sin embargo, en marzo fue retirado por el Ministerio de Energía para su revisión y eventual modificación.

131. Siguiendo con las capacidades disponibles en los sistemas de transmisión dedicada, la metodología usada por el Coordinador se encuentra contenida en un Estudio de Capacidad técnica de fecha 29 de diciembre de 2017¹²². El procedimiento y forma con que el Coordinador determinó estas capacidades fue realizada en virtud de normativa transitoria (la Resolución Exenta N° 154 de 2017 de la CNE que establece términos y condiciones de aplicación del régimen de acceso abierto a que se refieren los artículos 79 y 80 de la LGSE), mientras se dicte el Reglamento al que hace alusión la norma. El informe también fue objeto de una discrepancia ante el Panel de Expertos¹²³, interpuesta por una firma generadora y aún no han sido resueltas.

132. En suma, sólo hace aproximadamente cinco meses y en mérito de normativa transitoria, el Coordinador definió la metodología para determinar la capacidad disponible de los enlaces dedicados, que aún está sujeta a la revisión del Panel de Expertos, hallándose además pendiente de dictación el Reglamento del Coordinador.

II.4.1.4 Problemas en la planificación de la expansión de infraestructura de transmisión

133. Por un lado, el Mensaje destacó la inexistencia de instancias de participación ciudadana y de ordenamiento territorial en materia de energía. Por otro lado, se mencionó que la inyección al sistema no cuenta con las facilidades para coordinar la oferta y aprovechar las redes, ni considera las potencialidades de generación de determinadas zonas. Además, producto del sistema de remuneración, habrían existido dificultades de localización de generadoras en lugares cercanos a la demanda, requiriéndose también alternativas flexibles para incorporar elementos

¹²² Coordinador Eléctrico Nacional, "Estudio de capacidad técnica disponible en sistemas de transmisión dedicados", de fecha 29 de diciembre de 2017. Disponible en URL: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2017/12/Informe-ECTD_v6.pdf

¹²³ Discrepancia N° 3-2018. Escrito de discrepancia interpuesto por la firma Electro Austral Generación S.A. Págs. 2 y 3.

como la eficiencia energética o nuevas tecnologías; y, en esta línea, holgura en el diseño de las redes¹²⁴.

134. Se mencionó también que, si bien la Ley Corta I introdujo el acceso abierto sin discriminación conjuntamente con la obligación de ampliar las redes, existían problemas en quienes requerían ejercer estos derechos, ya que debían negociar directamente con el propietario de tales redes, “lo que no da[ría] garantías de que dicho acceso se otorgue imparcialmente”¹²⁵.

135. En este punto, se hace eco de lo expuesto *supra* respecto de la remuneración de la transmisión y de su extensión¹²⁶, lo cual, evidentemente impacta en la holgura de las redes.

136. Por su parte, se destaca lo mencionado en el Mensaje, en aquella parte en que se refirió a la necesidad de establecer garantías para que el acceso se otorgue de modo imparcial, esto pese a la existencia explícita de la obligación a otorgarlo, así como la obligación de ampliar las redes cuando sea requerido por una nueva interconexión. Es importante llamar la atención sobre este punto porque aún con la vigencia de la prohibición de integración que hoy se estudia derogar, la regulación del acceso abierto a la transmisión no era suficiente para implementarla efectivamente, de manera eficiente e imparcial.

II.4.1.5 Coexistencia de elementos de la actual legislación eléctrica que dificultarían a los órganos del Estado a ejercer sus facultades

137. Se mencionó en el Mensaje que existirían documentos normativos que requieren de una mejora en sus mecanismos de elaboración, revisión y actualización, incorporando los avances de la industria y procediendo a su simplificación. Los

¹²⁴ Mensaje, Historia de la Ley N° 20.936. Pág. 5.

¹²⁵ Mensaje, Historia de la Ley N° 20.936. Pág. 6.

¹²⁶ Adicionalmente se debe considerar que en el proceso de planificación energética del Ministerio de Energía no fue posible establecer la existencia de potenciales polos de desarrollo de generación eléctrica. En este sentido, el siguiente extracto del Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo. Informe Final Corregido: “Dada la aplicación de los criterios anteriormente descritos, se puede observar que no existen áreas donde pueden existir polos de desarrollo de generación eléctrica, por lo que, al no existir áreas donde puedan existir polos de generación eléctrica, no es posible determinar potenciales polos de desarrollo de generación eléctrica en el presente proceso de Planificación Energética de Largo Plazo”. (Pág. 138).

ejemplos dados de la normativa pendiente de revisión sería la Ley *Net Billing* y la Norma N° 5 de 1955, ninguna de las dos normas se encuentra actualmente modificada¹²⁷.

138. Entendemos que la remisión del Mensaje a la revisión y actualización de nueva normativa tuvo como objeto sustentar la ampliación de las facultades normativas de la CNE, motivo por el cual se introdujo el artículo 72-19 de la Ley, que señala que será la CNE quien deberá analizar -de forma permanente- los requerimientos normativos para el adecuado funcionamiento del sistema eléctrico.

139. Pues bien, como se ha indicado *supra*, atendida la reciente dictación de la Ley de Transmisión y sus remisiones a la dictación de normas secundarias, los órganos reguladores, principalmente la CNE y el Ministerio de Energía, tienen pendiente su elaboración, sumándose a ello la obligación de la CNE de analizar el funcionamiento de todo el sistema eléctrico, de modo de identificar y satisfacer todos sus requerimientos normativos. Es decir, actualmente los reguladores se encuentran en proceso de revisión y elaboración de normativa de ejecución para el sector, imprescindible para la implementación del reciente cambio legal. En cuanto al tiempo estimado para la implementación de la nueva normativa, señaló la CNE que "(...) *no es posible señalar una fecha determinada para la dictación, entrada en vigencia e implementación de los reglamentos a que se refiere la Ley N° 20.936*"¹²⁸

140. Así, a modo de ejemplo, se enumera la normativa reglamentaria y técnica que los reguladores tienen pendiente de dictar en materia de transmisión:

- a) Modificación al Decreto Supremo N° 86 de 2012, del Ministerio de Energía, en aquellas materias que regulan los procesos tarifarios de precio nudo conforme a la nueva regulación;
- b) Reglamento de la coordinación y operación del sistema eléctrico nacional;
- c) Reglamento de sistemas de transmisión y planificación de la transmisión;

¹²⁷ Mensaje, Historia de la Ley N° 20.936. Pág. 7.

¹²⁸ Documento acompañado bajo el número 2 del segundo otrosí de este escrito.

- d) Reglamento de valorización de la transmisión¹²⁹;
- e) Reglamento de servicios complementarios¹³⁰;

II.4.1.6 Fiscalización del cumplimiento de las disposiciones normativas

141. Se indicó en el Mensaje que el cumplimiento de las disposiciones normativas descansaba en la autogestión por parte de las empresas y en la fiscalización de la SEC. Así, se señaló también que: “[e]l gran volumen y variedad de obligaciones que tiene cada norma, la compleja fiscalización de las mismas y la limitada disponibilidad de recursos para ello redundan en un bajo cumplimiento de muchas normas y estándares. Esto crea un círculo vicioso de incumplimientos por parte de los coordinados que, al no verse fiscalizados, retrasan u omiten disponer de lo indicado en la norma. Otro factor que afecta el cumplimiento es que, al no tener claro el objetivo o el impacto de las modificaciones normativas, no ven la premura de corregir las anomalías correspondientes”¹³¹.

142. Resulta importante destacar, de lo mencionado en el Mensaje, que una de las deficiencias advertidas en el sistema eléctrico y que, precisamente, motivó a dictar una nueva regulación en transmisión, radicó en el exiguu cumplimiento de normativas y estándares derivados de la escasa posibilidad de fiscalización del regulador. Resaltamos este punto, ya que la solicitante fundó su pretensión en la existencia de una robusta normativa que supuestamente impediría la materialización de los riesgos derivados de la integración vertical entre los distintos segmentos del sistema eléctrico.

¹²⁹ Según indicó la CNE, durante el 2017 se llevaron a cabo estudios y mesas de trabajo, las cuales continuarán durante este semestre. Documento acompañado en el segundo otrosí de este escrito, con el número 2.

¹³⁰ Respecto de este Reglamento, la CNE en documento acompañado bajo el número 2 del segundo otrosí de este escrito, señaló: “(...) dada la importancia que tienen dichos servicios en la flexibilidad operacional del sistema eléctrico, se estableció en la Ley 20.936 un nuevo régimen de prestación y remuneración de éstos. En este sentido, las principales modificaciones del nuevo régimen tienen relación con la creación de un mercado para la provisión de servicios complementarios, que tiene por objeto, entre otros aspectos, incentiva la innovación e incorporación de nuevas tecnologías en el sistema.

El reglamento fue ingresado a la CGR en diciembre de 2017, pero en marzo fue retirado por el ministerio para su revisión y la eventual modificación de sus disposiciones”.

¹³¹ Mensaje, Historia de la Ley N° 20.936. Pág. 7.

143. Pues bien, advertido esto, se aprecia que la nueva Ley de Transmisión, si bien amplió las facultades normativas de la CNE, no innovó -ni orgánica ni sustantivamente- en las facultades de la SEC, salvo en aquella parte (artículo 72-16 de la Ley de Transmisión e inciso 2° del artículo 8° y 59 del Reglamento del Coordinador) en que se le asigna la fiscalización de las obligaciones del Coordinador, órgano de reciente creación, respecto del cual aún no entran en vigencia parte importante de sus atribuciones.
144. En el marco del presente procedimiento, esta Fiscalía dio inicio a la investigación Rol 2490-18 FNE, caratulada "Solicitud de recomendación normativa de Celeo Redes a la Ley General de Servicios Eléctricos". Tal como consta de los oficios acompañados en el segundo otrosí de esta presentación, se consultó a los órganos sectoriales por: (i) la estructura societaria de las firmas que participan en los distintos segmentos del mercado eléctrico, y la de sus relacionadas; (ii) los porcentajes de participación de dichas firmas en cada segmento del mercado eléctrico; (iii) el parámetro o unidad utilizado para calcular las participaciones de las empresas en cada uno de los segmentos; y, (iv) las fuentes de donde se obtuvo esta información.
145. Analizadas las respuestas dadas por los organismos sectoriales, acompañadas también a este informe, se advierte que, actualmente, solo se cuenta con un listado de las sociedades que participan en cada segmento, sin información respecto de empresas relacionadas, grupos empresariales ni participaciones en competidores. Tampoco fue posible que determinaran las participaciones de mercado en el segmento de transmisión, bajo alguna unidad de medida que permitiría extraer dicho porcentaje.
146. Por su parte, consultada la SEC por la fiscalización de la normativa, ésta informó que -conforme a lo dispuesto en el artículo 72-10 de la Ley de Transmisión- le corresponde al Coordinador monitorear las condiciones de competencia existentes en el mercado eléctrico, por lo que, en caso de hallar indicios de atentados en

contra de la libre competencia, es dicho organismo el que deberá poner la situación en conocimiento de los servicios fiscalizadores¹³².

147. Respecto de lo indicado por la SEC, es relevante mencionar que la facultad del artículo 72-10 de la Ley de Transmisión recién entrará en vigencia durante el mes de julio de este año, sin que actualmente dicho organismo cuente con la información necesaria para verificar los supuestos contenidos en la norma, ya sea respecto de la participaciones entre empresas¹³³ como sobre el parámetro o unidad de medida requerido para calcular las participaciones de las firmas en los distintos segmentos del mercado eléctrico¹³⁴.

148. En suma, de lo expuesto se advierte que actualmente los reguladores sectoriales no tienen conocimiento sobre el real cumplimiento de los incisos 5° y 7° del artículo 7° de la LGSE ni de las relaciones de propiedad existentes entre las

¹³²Así, el siguiente extracto de la respuesta dada por la SEC, documento acompañado bajo el numeral 4 del segundo otrosí de esta presentación: "(...) acorde con la ley N° 18.410, orgánica de este Servicio, el objeto de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles es fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad, para verificar que la calidad de los servicios que se presten a los usuarios sea la señalada en dichas disposiciones que las antes citada operaciones y el uso de los recursos energéticos no constituyan peligro para las personas o cosas (artículo 2°), siendo sus principales atribuciones las establecidas en el artículo 3° de la ley referida.

Asimismo, y en relación a la materia consultada, es menester señalar que de acuerdo a lo previsto en el artículo 72-10, del DFL N° 4/2008, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del DFL N° 1, de 1982, del Ministerio de Monería, Ley General de Servicios Eléctricos, "Con todo el objeto de garantizar los principios de la coordinación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 72-1, el Coordinador monitoreará permanentemente las condiciones de competencia existentes en el mercado eléctrico. En caso de detectar indicios de actuaciones que podrían llegar a ser constitutivas de atentados contra la libre competencia, reza más adelante la norma recién transcrita, conforme a las normas del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el coordinador deberá ponerlas en conocimiento de la Fiscalía Nacional Económica o de las autoridades que corresponda. Y es por ello, -que se sugiere, dirigir la consulta directamente al coordinador independiente del sistema Eléctrico Nacional, organismo que, como ya se señala, tiene asignada por ley la misión de monitorear los aspectos del mercado detallados en su comunicación".

¹³³ En este sentido, el siguiente extracto de la respuesta dada por el Coordinador, documento acompañado bajo el numeral 6 del segundo otrosí de esta presentación: "En relación con información o registro de la estructura societaria de cada una de las empresas que integran cada segmento de los sistemas eléctricos del país. Me permito señalar a Ud. que, a la fecha, el Coordinador no cuenta con dichos antecedentes, sin perjuicio de que en el futuro y, en virtud de las nuevas facultades otorgadas por la Ley General de Servicios Eléctricos para el cumplimiento de sus funciones, sean solicitadas".

¹³⁴ De este modo, el siguiente extracto de la respuesta del Coordinador: "Existen dificultades interpretativas para efectos de establecer su cálculo por cuanto se desconoce el Valor de Inversión (VI) para las licitaciones de las Obras Nuevas de Transmisión Troncal (actualmente transmisión Nacional) realizadas en los últimos años".

distintas firmas que integran al sistema eléctrico nacional, más allá de las que son de público conocimiento. Asimismo, tampoco es posible determinar la idoneidad de los límites individuales y colectivos a la participación en el segmento de transmisión establecidos en el inciso 7º, y menos aún si las soluciones normativas mencionadas por la actora pueden ser eficaz y eficientemente fiscalizadas por el regulador.

II.4.1.7 Resolución de controversias ante el Panel de Expertos

149. Finalmente, se hace presente que si bien el Panel de Expertos es un órgano técnico que cuenta con las debidas competencias para resolver los conflictos que se susciten en materia eléctrica, es necesario considerar que la integración entre empresas de los distintos segmentos podría ver mermada la discusión en esta sede, en la medida que dicha integración podría afectar la contraposición de intereses que naturalmente se da entre cada segmento del mercado eléctrico, incidiendo en las materias y posiciones que adopten los distintos actores que concurren ante el Panel. Por su parte, y si bien se modificó la forma de financiamiento de esta instancia, aún resulta costoso acceder a ella, ya que un compareciente debe contar con asesoría jurídica y técnica altamente especializada. Igualmente se debe tener en cuenta los tiempos en que el Panel tarda en resolver las discrepancias que se sometan a su conocimiento y no solo desde el punto de vista de certidumbre del proceso discrepado, sino que también de la posibilidad de un actor de esperar dicho pronunciamiento.

II.4.2 Fundamentos que justificaron la creación de un órgano Coordinador Eléctrico Nacional

150. Por su parte, el proyecto destacó la necesidad de reformar y fortalecer la institucionalidad de los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) mediante la creación de un órgano independiente que realice las tareas de coordinación de la operación del sistema, de monitoreo de la competencia y de garantía al derecho de acceso abierto. Las propuestas contenidas en el Mensaje, consideraban, entre otras, las siguientes definiciones: (i) la interconexión entre los dos sistemas (SING/SIC) requería una reestructuración a través de un único órgano coordinador; (ii) dotación de mayores grados de independencia respecto

de los integrantes de la industria; y, (iii) dotar al órgano de nuevas funciones, mejorando aquellas que ostenta¹³⁵.

151. Pues bien, la interconexión entre los dos sistemas (SING/SIC) ocurrió hace aproximadamente cinco meses, en tanto que el Coordinador comenzó a ejercer parte de sus funciones el 1 de enero de 2017. Posteriormente, durante el mes de octubre del año pasado, el Coordinador implementó -en sus sistemas de información pública- el detalle de las características técnicas de las instalaciones de generación, transmisión y clientes libres sujetos a coordinación, así como la valorización e individualización de los derechos relacionados con los usos del suelo.

152. En enero de este año, entraron en vigencia las siguientes funciones: (i) la programación de la operación de los sistemas medianos en que exista más de una empresa generadora¹³⁶; (ii) implementación en el sistema de información pública de antecedentes relativos al nivel de cumplimiento de la normativa técnica de las instalaciones de los coordinados y de las características principales de los contratos de suministro vigentes entre empresas suministradoras y clientes¹³⁷; (iii) monitoreo en la cadena de pagos¹³⁸; y, (iv) funciones del coordinador en el ámbito de investigación, desarrollo e innovación en materia energética¹³⁹.

153. Finalmente, a partir del 1 de julio de 2018, entrarán en vigencia las siguientes funciones: (i) la entrega de una propuesta de categorización de servicios complementarios, que posteriormente será definida por la CNE, la cual comenzará a regir a partir del 1 de enero de 2020¹⁴⁰; y, (ii) la función de monitoreo de las condiciones de competencia en el mercado eléctrico.

154. Sobre lo señalado, se observa que parte importante de las atribuciones del recientemente creado Coordinador o están siendo implantadas o bien, se encuentran pendientes de implementación, todo lo cual impide que sea posible

¹³⁵ Mensaje, Historia de la Ley N° 20.936. Pág. 8.

¹³⁶ Inciso 3° del artículo 72-1 de la Ley de Transmisión.

¹³⁷ Letras c) y f) del artículo 72-8 de la Ley de Transmisión.

¹³⁸ Artículo 72-11 de la Ley de Transmisión.

¹³⁹ Artículo 72 -13 de la Ley de Transmisión.

¹⁴⁰ Artículo 72-7 de la Ley de Transmisión

llegar hoy a la conclusión de que la normativa contenida en la Ley de Transmisión por sí misma, es suficiente para impedir los riesgos derivados de la integración vertical entre los distintos segmentos que componen el sistema eléctrico.

155. La importancia de la instauración de la nueva institucionalidad dada por la creación del Coordinador, resulta trascendental para la aplicación de la nueva Ley. En este sentido, el Mensaje señaló, “[b]uena parte de las nuevas regulaciones propuestas en materia de transmisión eléctrica pasan por un adecuado fortalecimiento institucional, resultando clave el rol del coordinador de la operación del sistema. Así, es indispensable, para una adecuada aplicación de la nueva ley, que, a su entrada en vigencia, se inicie el proceso de instalación de esta nueva institución”¹⁴¹.

156. En cuanto al rol fiscalizador u observador del Coordinador, debe considerarse que su reciente conformación impide llegar a una conclusión sobre el aumento en el grado de cumplimiento de las disposiciones normativas, ya sea en cuanto a su rol cautelar, de advertir a la Superintendencia o a la Fiscalía Nacional Económica los posibles incumplimientos a la normativa sectorial y de libre competencia, respectivamente, o al efecto disuasivo de su monitoreo.

157. En ese sentido, debe recalcarse que es precisamente por la estimación del alto riesgo de incumplimientos que se establecen facultades explícitas para el Coordinador respecto del monitoreo del funcionamiento del mercado eléctrico. No hay otro mercado en Chile que esté sometido a ese nivel de supervigilancia, lo que da cuenta de la necesidad de adoptar resguardos suficientes para la disuasión y detección de conductas anticompetitivas.

II.4.3 Uno de los objetivos relevantes de la nueva Ley de Transmisión es promover la competencia en el mercado de la generación

158. Esto por cuanto la generación, al contrario de la transmisión, carece de importantes economías de escala, lo cual permite que esta industria se desarrolle en condiciones de competencia¹⁴². En efecto, el Mensaje indicó que en el contexto

¹⁴¹ Mensaje, Historia de la Ley N° 20.936, p. 8.

¹⁴² Mensaje, Historia de la Ley N° 20.936. Pág. 15.

de que la señal de localización pierde importancia, resulta relevante reducir los costos de la generación, facilitando a través de la transmisión la competencia en el mercado de la generación.

159. Por su parte, se mencionó que el establecimiento de holgura de redes es igualmente relevante para aumentar la competencia en generación. Dentro de los objetivos del proyecto, se indicó -entre otros factores- que, tras esta normativa, se vislumbró una mayor oferta y competencia, con una mejor integración de energías renovables no convencionales y pequeños medios de generación en distribución. La técnica del estampillado permitiría aumentar la competencia en el segmento de la generación, por cuanto la misma descansaría en la eficiencia de los procesos productivos, traspasando los beneficios de los avances tecnológicos a los usuarios en forma ágil y competitiva. La planificación territorial es igualmente vista como un elemento que promueve la competencia en la oferta por generación¹⁴³.
160. No deja de llamar la atención que, siendo un objetivo de la nueva Ley de Transmisión precisamente mejorar la competencia en el mercado de la generación, no se considerara relevante para cumplir ese objetivo revisar o cuestionar la prohibición de la integración vertical introducida por la Ley Corta I. Por el contrario, fue un principio de base sobre el que se articularon las nuevas definiciones de tipos de transmisión y del régimen de acceso abierto.
161. En suma, en este título se presentan una serie de deficiencias regulatorias identificadas durante la tramitación del proyecto de ley de transmisión que abarcaban, además de las principales temáticas de la transmisión (transmisión troncal, subtransmisión, transmisión adicional, expansión de la transmisión), problemas en el cumplimiento de la normativa sectorial y la necesidad de fortalecer a los reguladores. Esto último, incluso motivó la creación de un nuevo órgano Coordinador, cuyas facultades aún no han sido completamente implementadas.
162. Además de los problemas descritos, esta Fiscalía también identifica -en las secciones II.1 y II.2- una serie de incentivos del transmisor integrado que podrían

¹⁴³ Ibid.

dar lugar -principalmente- a riesgos de sabotajes en generación. Como se dijo, tales riesgos si bien son abordados por la nueva regulación de transmisión, difícilmente pueden ser calificados como superados o resueltos, por las limitaciones propias de las facultades de fiscalización, ya sea por las asimetrías de información, la capacidad limitada de monitoreo y por los costos de la misma.

163. Visto esto y, habida consideración de que existe normativa pendiente, en discusión o en proceso de implementación, no es posible determinar aún su eficacia y, por ello, difícilmente es posible arribar a la conclusión de que -por sí misma- es suficiente como para disipar los riesgos que buscan prevenir las limitaciones y prohibiciones a la integración vertical ahora vigentes.

III. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

III.1 Nivel de convicción establecido en el numeral 4 del artículo 18 DL N° 211 para proponer la derogación o modificación de una norma

164. Finalmente y tal como se ha mencionado a lo largo de esta presentación, Celeo Redes se limitó a señalar que la eliminación de las restricciones a la integración vertical -atendida la normativa vigente- carecería de riesgos, en tanto que el ingreso de nuevos actores fomentaría la competencia. Según se desprende de la presentación, estos supuestos serían suficientes -a juicio de la solicitante- para que este H. Tribunal recomiende a S.E. el Presidente de la República, mediante el Ministerio de Energía, la derogación de los incisos 5° a 8° del artículo 7° de la LGSE.

165. Pues bien, de la lectura del numeral 4 del artículo 18 del DL 211, se desprende que, para recomendar la modificación o derogación de los preceptos legales o reglamentarios pertinentes, éstos deben estimarse por este H. Tribunal como contrarios a la libre competencia¹⁴⁴, lo que esta Fiscalía considera no es posible verificar del mérito de los supuestos planteados por la solicitante en el caso *sub lite*.

¹⁴⁴ Lo anterior, como una hipótesis diversa a la proposición de dictación de un precepto legal o reglamentario, el cual debe tender a fomentar la libre competencia o a regular el ejercicio de determinadas actividades económicas que se presten en condiciones no competitivas.

166. Es más, los antecedentes proporcionados por la solicitante no permiten concluir fehacientemente que la modificación podría ser beneficiosa o fomentar la libre competencia, cuestión que -eventualmente y de ser efectiva- facultaría a proponer la dictación de una norma o la regulación de una actividad, supuesto diverso que al dado en este proceso.

167. Es decir, el estándar del numeral 4 del artículo 18 para la derogación o modificación de normas es más exigente que el razonamiento de la solicitante, e implica necesariamente que este H. Tribunal llegue a la convicción de que las limitaciones a la integración vertical contenidas en el artículo 7 de la LGSE, en cuanto norma de aplicación general, son contrarias a la libre competencia, cuestión que debe ser expuesta y verificada en el curso del proceso.

III.2 Conclusiones

168. En síntesis, de lo descrito precedentemente, el análisis de la FNE respecto de la solicitud de recomendación normativa efectuada por Celeo Redes estima que no se observan beneficios significativos para la competencia de permitir la integración entre transmisión y los distintos segmentos del mercado eléctrico, mientras que los riesgos descritos, tanto teóricos como prácticos, son relevantes, plausibles y no han sido eliminados por las recientes modificaciones a la regulación.

169. Por definición, la existencia de una regulación sectorial da cuenta de fallas de mercado, mientras que la fiscalización de su cumplimiento dista bastante de ser infalible, implica costos y esfuerzos institucionales importantes y, aun así, no elimina las posibilidades de sabotaje. No es posible asegurar que la contención de esos riesgos mediante resguardos estructurales, como son las limitaciones establecidas en el artículo 7 de la LGSE, pueda ser alcanzada de igual forma vía fiscalización y sanción de conductas, por las dificultades inherentes a su detección.

170. La evidencia nacional y la experiencia internacional muestra que, en forma *ex post*, en el mercado eléctrico la fiscalización no logra controlar los incentivos y formas en la que una empresa integrada puede discriminar con acciones diferentes a la tarificación, ya sea empeorando la calidad del servicio o insumo que presta o aumentando los costos de los competidores de su afiliada en el mercado aguas abajo.

171. Finalmente, la existencia de este tipo de restricciones estructurales no es un caso anómalo en el contexto internacional. Por el contrario, la regulación chilena del sector eléctrico ha sido considerada como vanguardista y exitosa en su proceso de liberalización, estudiada y tomada como referente en las reformas de esa industria en otros países.

III.3. Recomendaciones

172. Respecto a la solicitud de Celeo Redes, esta Fiscalía recomienda no eliminar la restricción a la integración vertical entre el segmento de transmisión eléctrica y el resto de los segmentos de la industria, sin perjuicio que es posible mejorar la estructura y redacción del artículo 7 de la LGSE, para lograr su aplicación efectiva y evitar interpretaciones que se aparten de sus objetivos regulatorios.

173. En caso que este H. Tribunal estimara que la prohibición absoluta de integración vertical genera efectos contrarios a la libre competencia, se propone al menos establecer límites a la participación entre distintos segmentos, tanto individuales como colectivos en niveles adecuados para evitar el incremento de los riesgos identificados, así como el posible acaparamiento del mercado por parte de los actores más grandes, que fue precisamente lo que motivó a la Comisión Resolutiva, en el año 1997, a establecer la separación entre Endesa y Transelec.

POR TANTO,

A ESTE H. TRIBUNAL SOLICITO: Tener por evacuado el informe de la Fiscalía Nacional Económica y, en su mérito, por aportados antecedentes al Expediente de Recomendación Normativa de autos.

PRIMER OTROSÍ: Solicito se sirva este H. Tribunal tener por acompañados los siguientes documentos aportados en la investigación Rol N° 2490-18 FNE:

1. Copia de oficio Ord. N°2017/2018, de la Comisión Nacional de Energía, de fecha 16 de abril de 2018, en el cual responde Oficio Ord. N° 0768 FNE, individualizado anteriormente; ✓
2. Copia de oficio Ord. N°07722, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, de fecha 24 de abril de 2018, en el cual responde Oficio Ord. N° 0766 FNE, individualizado anteriormente; ✓

3. Copia de Carta de fecha 4 de abril de 2018, suscrita por don Germán Henríquez Veliz, Presidente Ejecutivo del Coordinador Eléctrico Nacional y dirigida a don Gastón Palmucci Jefe de la División Antimonopolios de la FNE, mediante la cual responde Oficio Ord. N° 767 FNE, de fecha 27 de marzo de 2018 y documento explicativo adjunto a dicha presentación; ✓
4. Copia de oficio Ord. N°13201, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, de fecha 9 de diciembre de 2011, mediante el cual se pronuncia sobre el sentido y alcance del artículo 7 de la LGSE; ✓
5. Copia de oficio Ord. N°1113, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, de fecha 19 de enero de 2017, mediante el cual se pronuncia sobre el sentido y alcance del artículo 7 de la LGSE; ✓
6. Copia de oficio Ord. N°11.762, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, de fecha 11 de julio de 2017, mediante el cual se pronuncia sobre el sentido y alcance del artículo 7 de la LGSE; ✓
7. Copia de oficio Ord. N°14112, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, de fecha 4 de agosto de 2017, mediante el cual se pronuncia sobre el sentido y alcance del artículo 7 de la LGSE; ✓

SEGUNDO OTROSÍ: Solicito se sirva este H. Tribunal tener por acompañados los siguientes documentos enviados por esta Fiscalía, con citación. ✓

1. Copia de oficio Ord. N° 0768 FNE, dirigido a la Sra. Directora Ejecutiva (s) de la CNE, de fecha 27 de marzo de 2018, en el marco de investigación Rol 2490-18 FNE; ✓
2. Copia de oficio Ord. N° 0766 FNE, de fecha 27 de marzo de 2018, dirigido al Sr. Superintendente de Electricidad y Combustibles, en el marco de investigación Rol 2490-18 FNE; ✓
3. Copia de oficio Ord. N° 767 FNE, de fecha 27 de marzo de 2018, dirigido al Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional, en el marco de investigación Rol 2490-18 FNE; ✓
4. Copia de oficio Ord. N° 0935 FNE, dirigido a la Sra. Ministra de Energía, de fecha 17 de abril de 2018, en el marco de investigación Rol 2490-18 FNE; ✓
5. Copia de Resolución de inicio de investigación Rol N° 2391-16 FNE, de fecha 2 de junio de 2016. ✓

TERCER OTROSÍ: En cumplimiento de lo dispuesto en el Auto Acordado N° 16/2017 de ese H. Tribunal, sírvase S.S. tener presente que esta Fiscalía remitirá a la Sra. Secretaria, con esta fecha, versión electrónica de esta presentación.

CUARTO OTROSÍ: Sírvase, H. Tribunal, tener presente que mi personería para representar a la FNE consta en la Res. N° 33, de fecha 24 de julio de 2015, del Sr. Fiscal Nacional Económico, y en la Res. Ex. N° 137/43/2018 de fecha 19 de marzo de 2018 en el cual consta la renovación de mi nombramiento en el cargo de Subfiscal Nacional, las cuales se acompañan, y que mi subrogancia en el cargo de Fiscal Nacional ha sido certificada en documento de fecha 3 de mayo de 2018, emitido por Ana Azar Díaz, Jefa de la División de Administración y Gestión de la Fiscalía Nacional Económica, el cual se acompaña.

