



UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE DERECHO  
DEPARTAMENTO DE DERECHO ECONÓMICO

## **ACCESO ABIERTO EN LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA**

**LICENCIADO EN CIENCIAS JURÍDICAS Y SOCIALES**

MARÍA JOSÉ ARIZTÍA LARRAIN

PROFESOR GUÍA HUGO ROSENDE HERNÁNDEZ

SANTIAGO, CHILE

MARZO 2016

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a mis papás, Mario y María Paz, por su incondicionalidad; a Arturo Le Blanc por su constante motivación y ayuda; y al Profesor Hugo Rosende por su apoyo durante la realización de toda la investigación.

## TABLA DE CONTENIDO

<b>RESUMEN.....</b>	<b>6</b>
---------------------	----------

<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>7</b>
--------------------------	----------

### **CAPITULO I**

#### **BREVE ACERCAMIENTO AL SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO**

1. El Sistema Eléctrico chileno. ....	9
2. Mercado Eléctrico .....	11
3. Segmentos del mercado eléctrico.....	14
3.1. Segmento de Generación.....	14
3.2. Segmento de Transmisión de Energía.....	17
3.3. Sector de Distribución de Energía Eléctrica.....	19
4. Centro de Despacho Económico de Carga.....	22
5. Los Sistemas de Transmisión de Energía.....	24
6. Panel de Expertos.....	29

### **CAPITULO II**

#### **INTRODUCCIÓN AL ACCESO ABIERTO**

1. Principales Antecedentes del régimen de Acceso Abierto u <i>Open Access</i> .....	32
2. Fallas propias del Mercado de la Transmisión.....	35
3. Doctrina de las Instalaciones Esenciales y Principio de la No Discriminación.....	37
4. Historia de la Ley 19.940 o “Ley Corta I”. ....	41
5. Nueva regulación respecto del uso y acceso a las instalaciones.....	44
6. Concepto y condiciones del Acceso Abierto.....	46
7. Usuarios del Acceso Abierto.....	48

## **CAPITULO III**

### **ALCANCE Y EXTENSIÓN DEL ACCESO ABIERTO**

1. Aplicación práctica del régimen de Acceso Abierto .....	49
2. Extensión del régimen de Acceso Abierto .....	52
3. Determinación de la capacidad técnica disponible de una instalación adicional. ....	56

## **CAPITULO IV**

### **REMUNERACIÓN POR ACCESO ABIERTO**

1. Obligación de Pagar Peajes en los Sistemas de Transmisión.....	61
2. Remuneración por uso de cada Sistema de Transmisión .....	63
2.1. Remuneración a pagar en un Sistema de Transmisión Troncal. ....	63
2.1.1. Valor Anual de Transmisión por Tramo. ....	64
2.1.2. Peaje por Tramo. ....	66
2.1.3. Regulación para la Asignación de Pagos. ....	68
2.2. Remuneración a pagar en un Sistema de Subtransmisión. ....	69
2.2.1. Valorización de las instalaciones de subtransmisión.....	70
2.2.2. Pagos por uso del sistema de subtransmisión.....	71
2.3. Remuneración en los sistemas adicionales.....	72
3. Excepción al pago de peajes: El caso de los MGNC. ....	73

## **CAPITULO V**

### **ACCESO ABIERTO EN EL DERECHO COMPARADO**

1. Marco regulatorio de los sistemas de transmisión en otros países. ....	74
2. Acceso abierto en derecho comparado.....	76
3. El caso de Perú. ....	80
3.1. Introducción al mercado eléctrico de transmisión en Perú.....	80
3.2. Régimen de acceso abierto en Perú.....	81

## **CAPITULO VI**

### **DESAFÍOS Y MEJORAS DEL REGIMEN DE ACCESO ABIERTO**

1. Proyecto de Ley de Transmisión..... 88
2. Modificaciones en materia de Acceso Abierto..... 89

**CONCLUSIONES..... 93**

**BIBLIOGRAFÍA..... 95**

## **RESUMEN**

Este documento pretende abordar, a grandes rasgos, los principales antecedentes, normativas, beneficios y desafíos regulatorios que existen respecto de la implementación en Chile del régimen de acceso abierto en los sistemas de transmisión. Para ello resulta fundamental revisar las características del sistema eléctrico, los distintos mercados que emanan directamente del desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución; el marco normativo del sector, y las autoridades regulatorias y fiscalizadoras que intervienen. Asimismo, se analizarán los fundamentos económicos que justifican el origen del régimen de libre acceso, el comportamiento monopólico del mercado de la transmisión que tiende a generar diversas barreras de entrada para las generadoras, derivando en un escenario idóneo para la llamada doctrina de las instalaciones esenciales y el principio básico de no discriminación, levantado como condición necesaria para la aplicación de dicha institución. Se revisarán las principales disposiciones legales que consagran el acceso abierto y los antecedentes que motivaron la incorporación de éste a nuestro ordenamiento, deteniéndonos en su alcance y extensión como las principales disyuntivas que emanan de su aplicación, y que nos llevan a concluir respecto de la necesidad de realizar una interpretación restrictiva, limitando el acceso a aquellas instalaciones que sean estrictamente necesarias para la conexión. En el mismo sentido, se estudiará la metodología de remuneración que tienen derecho a recibir aquellos que ven restringido su derecho de dominio al dar cumplimiento a lo dispuesto en la ley, distinguiendo para cada segmento de transmisión los respectivos sistemas de tarificación y valorización de las instalaciones, los que finalmente inciden en el pago que recibirá el propietario por dar acceso. Para finalizar, se realiza un acercamiento al acceso abierto en el derecho comparado y se revisa el proyecto de ley actualmente en discusión, en particular respecto a aquellas materias relativas a la implementación de esta institución.

## INTRODUCCIÓN

El escenario energético actual está experimentando una serie de cambios en su estructura y funcionamiento, los que vienen dados principalmente por el crecimiento económico del sector, y el sostenido aumento de la oferta que se ha ido manifestando estos últimos años. Al mismo tiempo, se evidencia la necesidad de contar con un sistema eléctrico más robusto y con holguras, en el que exista continuidad de norte a sur, de manera que se puedan aprovechar los recursos de todo el territorio, y que pueda operar de forma segura y coordinada, garantizando a todos sus usuarios un servicio continuo, de calidad y confiable.

Así las cosas, seremos testigos de las primeras obras de interconexión de los dos principales sistemas eléctricos<sup>1</sup>, lo que posibilitará la unificación de gran parte de Chile en un único sistema de transmisión desde Arica a Chiloé, reduciendo considerablemente los costos de la energía y otorgando mayor seguridad al servicio de la transmisión. Lo anterior, se suma al hecho que las autoridades energéticas<sup>2</sup> están en conversaciones con los representantes del sector eléctrico de otros países, con objeto de lograr una interconexión a nivel internacional, con miras a instaurar un intercambio y comercialización de energía, con nuestros países vecinos.

Por otro lado, nuestra matriz energética está experimentando un aumento considerable en su oferta, y en particular, en la integración de energías renovables no convencionales, las que atraídas por las nuevas condiciones regulatorias del mercado, han incrementado su presencia en casi un 100% estos últimos cinco años.

Asimismo, ha surgido la necesidad de que los nuevos proyectos de generación, así como los relacionados con el segmento de la transmisión, sean desarrollados en condiciones de sustentabilidad, “ésta última observada en una triple dimensión: uso del territorio, impacto ambiental y entorno social.”<sup>3</sup> En consecuencia, las contingencias que se originan con motivo del desarrollo de proyectos con las

---

<sup>1</sup> Las obras de interconexión de los dos principales sistemas eléctricos fueron ordenadas mediante el Decreto Exento N°158 del Ministerio de Energía, que “Fija el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal para los doce meses siguientes”. Así, el Artículo Tercero de dicha normativa contempla la obra nueva consistente en una “Nueva Línea 2x500 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Nueva Crucero Encuentro, Bancos de Autotransformadores 2x750 MVA 500/220 kV en S/E Nueva Crucero Encuentro, Banco de Autotransformadores 750 MVA 500/220 kV en S/E Los Changos y Nueva Línea 2x220 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Kapaturo”, de una valorización inicial superior a los US\$176 millones y cuyo plazo constructivo fluctúa entre los 24 y 54 meses.

<sup>2</sup> En efecto, en el marco del proceso de interconexión eléctrica andina entre Chile y Perú, las autoridades de ambos países encargaron la realización de estudios y se encuentran negociando un proyecto cuya materialización se espera ocurra con anterioridad al 2021, que consistirá en una línea de 230 kV, entre Tacna y Arica, y que conectará el actual Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) con el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú (SEIN). Por otro lado, en el contexto de la interconexión con los sistemas eléctricos de los otros países vecinos, el Gobierno autorizó mediante el Decreto N°7 del Ministerio de Energía, de fecha 19 de junio de 2015, la transferencia bidireccional de energía entre Chile y Argentina a través de la línea de transmisión de 354 kV de propiedad de AES Gener, ubicada en el norte del país, que une el SING y el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

<sup>3</sup> Mensaje del Proyecto de Ley que “Establece nuevos sistemas de transmisión de energía eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional.” Boletín N°10.240-09. Pág.13.

características antedichas han incrementado el interés de la sociedad por intervenir en su implementación, y por ende, legitimado distintas instancias de participación ciudadana que antes no eran vinculantes para llevar a cabo estos proyectos.

En dicho contexto, se vuelve muy necesario regular en nuestro ordenamiento las condiciones en que se implementa actualmente el régimen de acceso abierto que recae sobre las instalaciones de transmisión, de manera de entregar una mayor certeza jurídica a los inversionistas en el desarrollo de proyectos, y promover condiciones más competitivas en los distintos mercados, que den confiabilidad tanto a los distintos agentes del mercado eléctrico y como a las autoridades energéticas. En definitiva, el acceso abierto constituye el ingreso, la puerta de acceso e incorporación al mercado eléctrico de los distintos actores.

Sin embargo, la apertura a regularizar dicho régimen deja entrever una serie de resquicios prácticos que surgen al aplicar el derecho y la obligación del libre acceso, y que nos obligan a cuestionarnos si realmente el gravamen que se impone al propietario de una instalación de transmisión se encuentra debidamente justificado en mejores condiciones de mercado, o si, por el contrario, constituye un freno al crecimiento económico necesario en dicho segmento y un desincentivo a la inversión que hoy se reconoce como fundamental para la expansión de la matriz energética en nuestro país.



# CAPITULO I

## BREVE ACERCAMIENTO AL SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO

### **1. El Sistema Eléctrico chileno.**

La Ley General de Servicios Eléctricos<sup>4</sup> (en adelante e indistintamente, “LGSE” o “Ley Eléctrica”) define el Sistema Eléctrico como el “conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica.”<sup>5</sup> Así, y como lo ha señalado la doctrina, “la característica esencial de todo sistema eléctrico es la interconexión de sus instalaciones, cuya operación conjunta permite lograr el abastecimiento de energía eléctrica para una demanda determinada.”<sup>6</sup>

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, normativa sectorial a la que se encuentran sujetos los agentes involucrados en un sistema eléctrico,<sup>7</sup> que busca establecer, como su nombre lo dice, las exigencias de seguridad y calidad de servicio con que deben operar los sistemas interconectados, reconoce como cualidad inherente a todo sistema eléctrico la “Confiabilidad”, característica que se encuentra determinada conjuntamente por la suficiencia, la seguridad y la calidad de servicio.

A su vez, cada uno de dichos atributos se encuentra definido individualmente en dicha norma, entendiéndose por “suficiencia del servicio” aquel atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda. Por su parte, la “seguridad del servicio” consiste en la capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos, utilización de reservas, y, en general, de los servicios complementarios. Finalmente, la “calidad de servicio” considera conjuntamente la calidad del producto, la calidad del suministro y la calidad del servicio comercial, entregado por los concesionarios a los distintos usuarios.

---

<sup>4</sup> Decreto con Fuerza de Ley N°4, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica.

<sup>5</sup> Art. 225, letra a) de la LGSE.

<sup>6</sup> EVANS E., EUGENIO y SEEGER C., MARÍA CAROLINA. Derecho Eléctrico. Edición actualizada por Eugenio Evans Espiñeira. 2010. Chile, Pág.151.

<sup>7</sup> En efecto, el Artículo 1-1 del Título 1-1 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio señala que se encontrarán obligados a las disposiciones de dicha normativa “los concesionarios de cualquier naturaleza, propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quien explote, a cualquier título, centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión a nivel troncal, subtransmisión y adicionales; líneas de interconexión entre sistemas interconectados; enlaces HVDC; equipos de compensación de energía; instalaciones que provean servicios complementarios; subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución y barras de consumos de usuarios no sometidos a fijación de precios abastecidos directamente desde el sistemas de transmisión, sujetos a la coordinación de la operación del Centro de Despacho Económico de Carga de cada sistema interconectado.”

Los distintos sistemas eléctricos en Chile se encuentran diferenciados territorialmente, dada la composición geográfica de nuestro país, según los extremos que une, su capacidad instalada de generación, y las instalaciones que se encuentran interconectadas a cada uno de ellos, distinguiéndose entre el Sistema Interconectado del Norte Grande, Sistema Interconectado Central y los Sistemas Medianos de Aysén y Magallanes, según se ahondará más adelante.

## 2. Mercado Eléctrico

Dentro del sistema eléctrico se pueden diferenciar distintos mercados, en consideración a la actividad que se desarrolla en cada uno de ellos. Así, el mercado eléctrico está compuesto por los segmentos de generación, transmisión y distribución, los que interconectados e integrados en una única estructura funcional, conforman el Sistema Eléctrico. A su vez, la Ley Eléctrica esboza una clasificación de los Sistemas Eléctricos, distinguiéndolos entre aquellos sistemas con capacidad instalada de generación superior a 1.500 kilowatts (KW) o, en otros casos, igual o superior a 200 megawatts (MW), entre los que se encuentran el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)<sup>8</sup>; y aquellos sistemas con capacidad instalada de generación inferior a 200 MW y superior a 1.500 KW, también denominados Sistemas Medianos, tales como los de la Región de Aysén y la Provincia de Palena y los de la Región de Magallanes.<sup>9</sup>

Actualmente, las actividades de cada sector son desarrolladas en su totalidad por privados, y el Estado sólo cumple un rol de regulador y fiscalizador de éstas<sup>10</sup>.

En virtud de lo anterior, la legislación vigente busca cautelar los intereses de los distintos actores y propiciar un mercado donde existan incentivos para invertir y desarrollar las actividades de la manera lo más eficiente posible, reconociendo sin embargo las diferencias presentes entre ellas<sup>11</sup>. En este sentido, y tal como se desarrollará más adelante, Chile fue pionero a nivel mundial en la desintegración vertical de los segmentos integrantes del sistema eléctrico, y desde entonces la institucionalidad ha sido consistente en cautelar, en la medida de lo posible, las condiciones de libre competencia imperantes en los distintos segmentos del mercado, y equilibrar dicho escenario con un marco regulatorio que de estabilidad a sus actores.

A grandes rasgos, el segmento de la generación se caracteriza por su mercado abierto y plenamente competitivo, en el que sus actores cumplen un rol de productores y a su vez de comercializadores de energía y potencia, con el fin último de abastecer la demanda de los clientes finales. En transmisión, en cambio, existe un monopolio natural predeterminado por las características de economías de escala, y la actividad desarrollada es considerada casi en su totalidad, como un servicio

---

<sup>8</sup> Dicha clasificación adquiere importancia además, por cuanto aquellos sistemas eléctricos de capacidad instalada igual o superior a 200 MW, se encuentran obligados a coordinar su operación a través de un Centro de Despacho Económico de Carga, tal como lo señala el Decreto 291 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que “Aprueba el Reglamento que establece la estructura, funcionamiento y financiamiento de los Centros de Despacho Económico de Carga”, publicado en el Diario Oficial el 04 de agosto de 2008 (“Reglamento de los CDEC”).

<sup>9</sup> Dicha clasificación emana de la interpretación conjunta del Art. 173, Art. 159, Art. 130 y Art.155 de la LGSE, que trata los distintos sistemas eléctricos.

<sup>10</sup> Cabe destacar que actualmente se está discutiendo en el Congreso, en segundo trámite constitucional, el Proyecto de Ley (Boletín N°9.628-08) que permite a la Empresa Nacional del Petróleo, de propiedad estatal, ingresar al rubro de la generación de energía eléctrica, desarrollando para estos fines, proyectos en conjunto con otras empresas privadas.

<sup>11</sup> Sólo en el mercado de la generación existen condiciones de competencia, ya que en los otros dos segmentos, a saber, el de transmisión y de distribución, se constata la condición de monopolio natural.

público<sup>12</sup>, excepto aquellas instalaciones que se establecen con objeto de satisfacer a usuarios no protegidos y sus fines privados. Finalmente, la actividad de distribución también es considerada como un servicio público, y se desarrolla mediante concesión, con tarifas reguladas, donde prima respecto de las concesionarias la obligación de suministrar energía eléctrica a sus clientes<sup>13</sup>.

Por su parte, la estructura institucional vigente que conforma el Sector Eléctrico contempla la intervención de distintos organismos estatales y otras entidades independientes, que interactúan con la principal función de custodiar en el tiempo el suministro un servicio energético seguro, confiable y de calidad. Así, el Ministerio de Energía, es la entidad gubernamental encargada de formular las políticas energéticas; la Comisión Nacional de Energía (“CNE” o la “Comisión”) interviene analizando y regulando precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica<sup>14</sup>; la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (“SEC”), fiscalizando la actuación conjunta de los distintos agentes<sup>15</sup>; y el Centro de Despacho Económico de Carga (“CDEC”)<sup>16</sup>, como el organismo encargado de velar por la operación coordinada de las instalaciones interconectadas, “con el objeto de garantizar que el suministro global se

---

<sup>12</sup> El Art. 7 de la LGSE establece “Artículo 7º.- Es servicio público eléctrico, el suministro que efectúe una empresa concesionaria de distribución a usuarios finales ubicados en sus zonas de concesión, o bien a usuarios ubicados fuera de dichas zonas, que se conecten a las instalaciones de la concesionaria mediante líneas propias o de terceros. Las empresas que posean concesiones de servicio público de distribución sólo podrán destinar sus instalaciones de distribución al servicio público y al alumbrado público. Asimismo, es servicio público eléctrico el transporte de electricidad por sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión. Las empresas operadoras o propietarias de los sistemas de transmisión troncal deberán estar constituidas como sociedades anónimas abiertas. Estas sociedades no podrán dedicarse, por sí, ni a través de personas naturales o jurídicas relacionadas, a actividades que comprendan en cualquier forma, el giro de generación o distribución de electricidad. El desarrollo de otras actividades, que no comprendan las señaladas precedentemente, sólo podrán llevarlas a cabo a través de sociedades anónimas filiales o coligadas. La participación individual de empresas que operan en cualquier otro segmento del sistema eléctrico, o de los usuarios no sometidos a fijación de precios en el sistema de transmisión troncal, no podrá exceder, directa o indirectamente, del ocho por ciento del valor de inversión total del sistema de transmisión troncal. La participación conjunta de empresas generadoras, distribuidoras y del conjunto de los usuarios no sometidos a fijación de precios, en el sistema de transmisión troncal, no podrá exceder del cuarenta por ciento del valor de inversión total del sistema troncal. Estas limitaciones a la propiedad se extienden a grupos empresariales o personas jurídicas o naturales que formen parte de empresas de transmisión o que tengan acuerdos de actuación conjunta con las empresas transmisoras, generadoras y distribuidoras. Los propietarios de las instalaciones construidas con anterioridad a que sean definidas como pertenecientes al sistema troncal de acuerdo al artículo 74, podrán mantener la propiedad de dichas instalaciones. Respecto de ellos no se aplicarán los límites de propiedad establecidos en el inciso anterior, pudiendo sobrepasar los porcentajes del ocho y cuarenta ya señalados. Sin perjuicio de lo anterior, las instalaciones que se encuentren en esta situación deberán ser consideradas en el cómputo del límite del 40% señalado en el inciso anterior. En todo caso, los propietarios de dichas instalaciones deberán constituir sociedades de giro de transmisión en el plazo de un año, contado desde la publicación del decreto que declara la respectiva línea o instalación como troncal, y no podrán participar en la propiedad de ninguna ampliación del sistema troncal respectivo.”

<sup>13</sup> El Art.8 de la LGSE consagra una excepción al respecto, al señalar, “No se considerarán de servicio público: los suministros efectuados desde instalaciones de generación, la distribución de energía que hagan las Cooperativas, no concesionarias, o bien la distribución que se realice sin concesión”.

<sup>14</sup> Art. 6 del Decreto Ley 2224 del Ministerio de Minería, que “Crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía”, publicado en el Diario Oficial con fecha 8 de junio de 1978.

<sup>15</sup> Ver Ley N°18.410 que “Crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles”, publicada en el Diario Oficial con fecha 22 de mayo de 1985.

<sup>16</sup> Ver Reglamento de los CDEC.

efectúe con un adecuado nivel de seguridad y a un costo económico mínimo”<sup>17</sup>. Finalmente, mediante la Ley Corta I, se creó el Panel de Expertos, con objeto de contar con un organismo técnico-jurídico que pudiera resolver de manera rápida y eficaz las discrepancias que se suscitasen entre los distintos actores del mercado eléctrico.

El marco regulatorio que se encuentra detrás de todo este armamento institucional, está conformado principalmente, por la Ley Eléctrica y sus modificaciones, los distintos Reglamentos Eléctricos que emanan de dicha normativa, y las Normas Técnicas, reglamentos y procedimientos internos de los CDEC, que establecen, entre otras materias, los criterios y exigencias necesarios para garantizar la seguridad y calidad del servicio de los sistemas interconectados.

---

<sup>17</sup> BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL. Historia de la Ley N°19.940. Regula sistemas de transporte de Energía Eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la ley general de servicios eléctricos. 14 de marzo de 2004. Pág. 5.

### 3. Segmentos del mercado eléctrico.

#### 3.1. Segmento de Generación.

El segmento de generación de energía está constituido por el conjunto de empresas eléctricas propietarias, arrendatarias, usufructuarias o que exploten, a cualquier título, centrales generadoras de electricidad<sup>18</sup>, y que transforman fuentes primarias en energía eléctrica, para su uso.

Este es el único segmento que opera como un sistema de libre mercado, caracterizado por condiciones plenamente competitivas y escasas barreras regulatorias de entrada para los nuevos actores. Sin embargo, la actividad que las empresas generadoras realizan es de interés público, y por tanto, se encuentra igualmente regulada en nuestra legislación. A este respecto, la Corte Suprema ha dicho que la generación no puede sustraerse del manto de servicio público imperante en el sistema eléctrico, por lo que es un servicio público desde una perspectiva material, aunque no formal. Si bien la participación de las generadoras es libre, éstas están sujetas a la obligación legal de interconectarse al sistema, y de someterse a las instrucciones que les imparta el CDEC<sup>19</sup> respecto de cuánto y cuando generar electricidad, en función de los costos de operación de las centrales y razones de seguridad, además del oportuno cumplimiento de los respectivos contratos de suministro que suscriban. Así, la función del CDEC, como organismo coordinador del sistema de generación en su conjunto, consiste principalmente en determinar los planes de operación de las centrales generadoras, ordenando el despacho de aquellas que posean los costos marginales más bajos<sup>20</sup>.

Desde el punto de vista de la Ley Eléctrica, en el mercado de la generación son los privados los que deciden acerca de donde se ubicaran sus inversiones y que tecnologías utilizarán para el desarrollo y comercialización de energía, a diferencia de lo que ocurre en los segmentos de transmisión y distribución, en cuyos casos es el regulador el que define las expansiones a realizar en los distintos sistemas. Por otro lado, la relación comercial de las generadoras se da a nivel de los contratos privados celebrados con clientes libres y con otros generadores, y en aquellos contratos de suministro de electricidad celebrados con concesionarias del servicio de distribución, como resultado de los respectivos procesos de licitación pública, y con objeto de suministrar energía a clientes regulados. En consecuencia,

---

<sup>18</sup> Dicha categorización se encuentra incorporada en el Reglamento de los CDEC, a propósito de aquellas instalaciones que operan interconectadas al sistema, y que deben someterse a las obligaciones que en virtud de ello la Ley Eléctrica les impone.

<sup>19</sup> Se eximen de dicha obligación, los Pequeños Medios de Generación y los Pequeños Medios de Generación Distribuida, los que se encuentran sujetos a condiciones operacionales distintas, según se establece en el Decreto 244 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que “Aprueba Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos”, publicado en el Diario Oficial el 17 de enero de 2006.

<sup>20</sup> A grandes rasgos, el costo marginal se define como el costo de producir una unidad adicional de energía eléctrica. En Chile, dicho valor es equivalente al costo marginal de la unidad generadora con el más alto costo marginal dentro de las unidades designadas para despachar energía, y varía de acuerdo al tipo de central generadora de que se trate. Así, ciertas centrales operan a precios más bajos que otras, en virtud del tipo de recurso energético y combustible que utilicen.

las generadoras venden su energía en tres tipos de mercados: i) mercado regulado para pequeños consumidores, en que las empresas concesionarias de distribución compran la energía y potencia a los precios de nudo; ii) mercado con clientes libres, en el cual los grandes consumidores adquieren la energía a precios libremente pactados; y iii) el mercado spot, donde ocurren transferencias de energía y potencia entre las empresas de generación a un precio spot, para satisfacer sus contratos con los grandes clientes o empresas distribuidoras. Dicho precio se encuentra determinado por el costo marginal instantáneo de generación, que es calculado por el mismo CDEC, y que corresponde al costo en que se incurre para suministrar una unidad adicional de producto para un nivel dado de producción, y alternativamente, dado un nivel de producción, es el costo que se evita al dejar de producir la última unidad<sup>21</sup>. Lo anterior se desarrolla en el siguiente contexto, explicado por la doctrina de manera muy clarificante, “De acuerdo con la coordinación de la operación, un agente puede econtrarse en situación de superávit si con la producción de sus plantas ha podido cubrir sus compromisos contractuales con los consumidores y aún tiene un excedente que ha aportado al sistema. También se puede dar el caso contrario de resultar en situación de déficit si la coordinación de la operación le ha ordenado un volumen de producción con sus propias plantas que resulta inferior al volumen que tiene contratado con sus clientes, en cuyo caso debe tomar del sistema el volumen faltante; así tenemos el primer elemento dinámico de mercado que la Ley denomina *transferencias*”<sup>22</sup>.

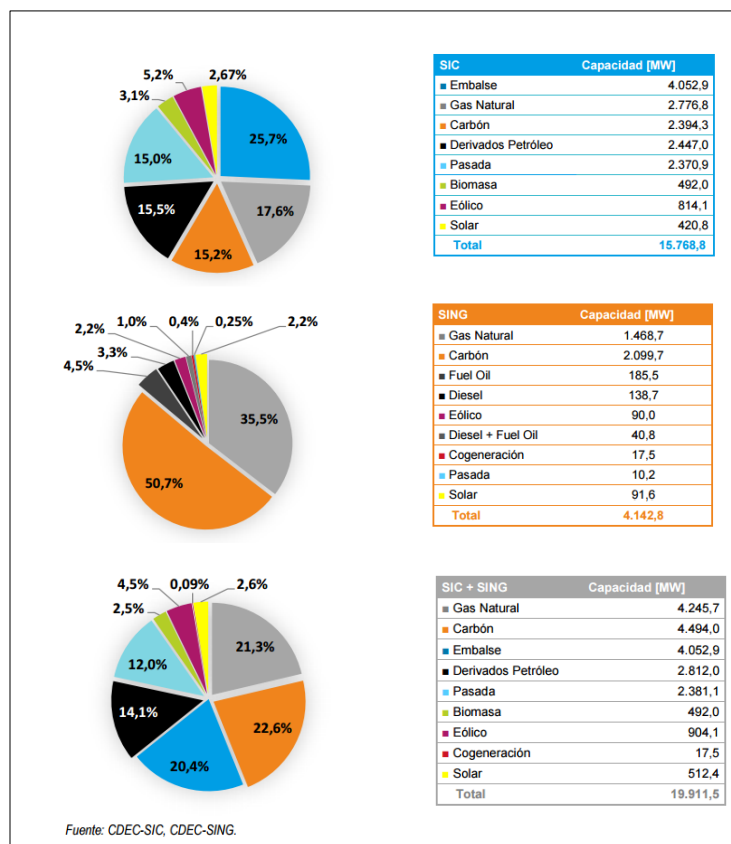
Por otro lado, en cuanto a la matriz energética nacional, y tal como lo muestran los siguientes gráficos, su composición es bastante diversa en cuanto a la fuente primaria y tecnología utilizada, pero se encuentra configurada básicamente por centrales hidroeléctricas, centrales termoeléctricas y medios de generación no convencional, los que varían en cuanto a su capacidad instalada dependiendo del sistema interconectado del que se trate, según las condiciones geográficas de nuestro país.

---

<sup>21</sup> Art. 225 letra f) de la LGSE.

<sup>22</sup> SEPÚLVEDA R., ENRIQUE. Sistema y Mercados Eléctricos. Editorial Legal Publishing. 2010. Chile. Pág. 52.

Cuadro 1. Participación Energética en el Mercado de la Generación.



Fuente: Generadoras de Chile A.G.<sup>23</sup>

En consecuencia, podemos concluir que en la zona centro-sur de nuestro país, que comprende el Sistema Interconectado Central, predomina las fuentes de generación hidroeléctricas, y en particular los embalses y las centrales de pasada, y el resto del segmento lo conforman las centrales termoeléctricas, que funcionan en base a distintos combustibles fósiles, como los derivados del petróleo, el gas natural y el carbón. En cambio, en la zona norte de Chile, donde se emplaza el Sistema Interconectado del Norte Grande, existe predominancia y casi exclusividad de las centrales generadoras termoeléctricas, y en particular de las que funcionan en base a carbón, y las de gas natural, cuyo número va en crecimiento, en razón de la búsqueda de combustibles más amigables con el medioambiente y contestes con las demandas ciudadanas.

Sin embargo, y tal como lo reflejan los gráficos, los últimos gobiernos han orientado sus programas en materia de eficiencia energética hacia una evolución del actual escenario de generación, de manera que la matriz futura contemple un mayor uso de las Energías Renovables No Convencionales

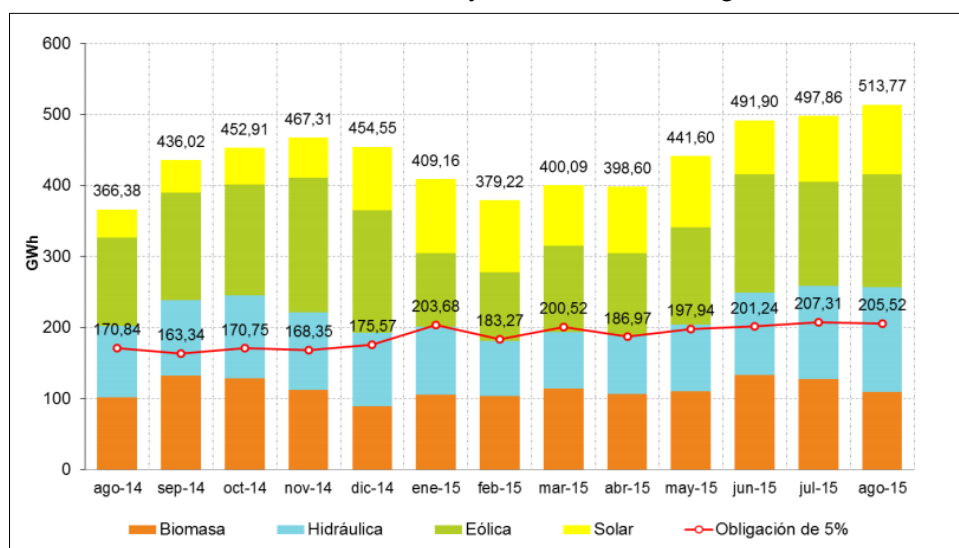
<sup>23</sup> GENERADORAS DE CHILE A.G. Boletín del Mercado Eléctrico, Sector Generación. Octubre 2015. Pág. 6.



(“ERNC”) disponibles en el país<sup>24</sup>. Ello ha significado la implementación de iniciativas regulatorias destinadas a impulsar las ERNC y la realización de esfuerzos regulatorios para eliminar gradualmente las barreras de entrada propias del mercado, para lograr así cumplir con la meta de un 20% de inyección de ERNC en nuestro sistema eléctrico para el año 2025, conforme a la ley vigente.<sup>25</sup>

El siguiente grafico muestra el balance mensual de inyecciones de ERNC a agosto de 2015 en los últimos 12 meses, comparando la Inyección Reconocida<sup>26</sup> por tecnología a dicha fecha (gráfico de barras) y la obligación que impone la ley (gráfico en línea continua).

Cuadro 2. Balance de Inyecciones ERNC – Agosto 2015.



Fuente: Generadoras de Chile A.G.<sup>27</sup>

### 3.2. Segmento de Transmisión de Energía.

La actividad de transmisión consiste, básicamente, en el transporte de la energía desde los puntos de generación hasta los centros de consumo masivo (o hasta las subestaciones de transformación y se realiza a través de los distintos Sistemas de Transmisión, definidos en el Artículo 73° de la LGSE, como “el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, en un nivel de

<sup>24</sup> El Art. 225 literal aa) de la LGSE define lo que se entiende por medios de generación renovables no convencionales en nuestro ordenamiento, en base a las distintas fuentes de energía primaria que éstos utilizan.

<sup>25</sup> La Ley N° 20.257 del año 2008 obligó a las empresas generadoras eléctricas, de capacidad instalada superior a 200 MW, a comercializar al menos un 10% de energía proveniente de fuentes renovables no convencionales o de centrales hidroeléctricas con potencia inferior a 40.000 KW. Dichas cifras fueron modificadas posteriormente por la Ley N°20.698 promulgada el año 2013, mediante la cual se pretendió ampliar la matriz energética proveniente de fuentes renovables no convencionales, reemplazándose la cifra obligatoria del 10% por un 20% para el año 2025.

<sup>26</sup> Se refiere a la inyección reconocida por la Ley 20.257 que Introduce Modificaciones a La Ley General de Servicios Eléctricos Respecto de la Generación de Energía Eléctrica con Fuentes de Energías Renovables No Convencionales, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

<sup>27</sup> GENERADORAS DE CHILE A.G. Boletín del Mercado Eléctrico, Sector Generación. Octubre 2015. Pág. 13.

tensión nominal superior al que se disponga en la respectiva norma técnica que determine la Comisión, y cuya operación deberá coordinarse según lo dispone el artículo 137° de esta ley”. En efecto, dicha disposición señala “La operación de las instalaciones que operen interconectadas entre sí, deberá coordinarse con el fin de 1.- Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico; 2.- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico; y 3.- Garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión, en conformidad a esta ley.”<sup>28</sup>

Dadas las significativas economías de escala que caracterizan el desarrollo de esta actividad, existe una tendencia generalizada a nivel mundial a desarrollarse en condiciones de monopolio natural, por lo dicho mercado se encuentra ampliamente normada en nuestro ordenamiento jurídico.

Así, el marco regulatorio en materia de transmisión ha evolucionado considerablemente desde la promulgación de la Ley N°19.940, por cuanto ésta tuvo por objetivo principal fomentar la inversión en este sector y garantizar la seguridad del suministro, aumentando la intervención del Estado como ente regulador, para generar incentivos de eficiencia económica y técnica. Así, la Ley Eléctrica distingue tres subsistemas de transmisión, con diferente composición, características y tarificación: i) el sistema de transmisión troncal, ii) el sistema de subtransmisión y iii) el sistema de transmisión adicional.

Por otro lado, de conformidad a la disposición geográfica de nuestro país y a su desarrollo económico e histórico, en Chile subsisten cuatro sistemas eléctricos, a saber, el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema Interconectado Central (SIC), y los Sistemas Medianos de Aysén y Magallanes. Cada uno posee una potencia, cobertura y capacidad instalada diferentes, según se grafica en la siguiente tabla, de acuerdo al porcentaje de la población que abastecen, y en aquellos sistemas cuya capacidad instalada es igual o superior a 200 MW, opera además un CDEC constituido especialmente al efecto.<sup>29</sup>

---

<sup>28</sup> Para llevar a cabo la operación coordinada del sistema, en los términos indicados en dicha disposición, cada sistema eléctrico deberá contar con “servicios complementarios”, consistentes en recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión y distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios. Dichos servicios se encuentran regulados en el Decreto Supremo N°130 de 2011, del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento que establece las disposiciones aplicables a los Servicios Complementarios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos a que se refiere el Artículo 137° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

<sup>29</sup> Es decir, actualmente existe un CDEC para cada sistema de transmisión, i.e., CDEC-SING, CDEC-SIC.

Cuadro 3. Sistemas de Transmisión en Chile.

Sistema	Cobertura	Tipo de Consumo Mayoritario	Población Nacional [%]	Capacidad Instalada [MW]	Demanda Máxima [MW]
Sistema Interconectado del Norte Grande	I, II y XV regiones	Minero e industrial	6,3	4.161	2.365
Sistema Interconectado Central	Taltal (II Región) hasta la Isla Grande de Chiloé (X Región)	Residencial	92,2	15.898	7.569
Sistemas medianos de la Región de Aysén y Provincia de Palena	Aysén, Palena y General Carrera, Cochamó y Hornopirén	Residencial	0,6	50,4	22
Sistemas mediano de la Región de Magallanes	Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams	Residencial	0,9	101,7	51

Fuente: CDEC-SIC.<sup>30</sup>

Finalmente, cabe mencionar que las características y particularidades del sector de transmisión, dado el rol que cumplen sus instalaciones en la interconexión del sistema eléctrico y en relación al régimen de acceso abierto, se desarrollarán con mayor extensión en los próximos capítulos.

### 3.3. Sector de Distribución de Energía Eléctrica.

La actividad desarrollada en el segmento de distribución consiste en llevar la energía eléctrica desde el sistema de transmisión a los usuarios finales domiciliarios o industriales pequeños. Nuestro ordenamiento también califica dicha actividad como un servicio público, y exige a las empresas interesadas en participar en este segmento una concesión de distribución, tal como lo establece la Ley Eléctrica: “Artículo 2°. Están comprendidas en las disposiciones de la presente ley: (...) 2.- Las concesiones para establecer, operar y explotar las instalaciones de servicio público de distribución.”. En el mismo sentido, el Artículo 7° de dicha normativa señala “es servicio público eléctrico, el suministro que efectúe una empresa concesionaria de distribución a usuarios finales ubicados en sus zonas de concesión, o bien a usuarios ubicados fuera de dichas zonas, que se conecten a las instalaciones de la concesionaria mediante líneas propias o de terceros”.

<sup>30</sup> [www.cdecsic.cl](http://www.cdecsic.cl). Valores actualizados a Agosto de 2015.

Las empresas que posean concesiones de servicio público de distribución sólo podrán destinar sus instalaciones de distribución al servicio público y al alumbrado público. Así, el suministro eléctrico en tanto servicio público, corresponde a un ejemplo de concesión eléctrica obligatoria o forzosa, ya que sin ella no puede ejercerse la actividad de distribución, salvo determinados casos excepcionales<sup>31</sup>.

Al igual que en el segmento de la transmisión, el mercado de distribución tiene características propias de un monopolio natural, por cuanto las empresas distribuidoras operan con obligación de proporcionar dicho servicio de forma segura y continua dentro de su zona de concesión. Así, la Ley Eléctrica señala en su Art. 137° que estarán sometidos a regulación de precios i) los suministros a usuarios finales cuya potencia conectada sea inferior o igual a 5.000 kW, ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución o que se conecten mediante líneas propias o de terceros a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria; ii) los suministros a usuarios finales de potencia conectada inferior o igual a 5.000 kW, efectuados desde instalaciones de generación o transporte de una empresa eléctrica, en sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kW en capacidad instalada de generación<sup>32</sup>; y iii) los suministros que se efectúen a empresas eléctricas que no dispongan de generación propia, en la proporción en que éstas últimas efectúen a su vez suministros sometidos a fijación de precios, tratándose de sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kW en capacidad instalada de generación.<sup>33</sup> En consecuencia, dichas tarifas son fijadas por la autoridad, y se determinarán sumando el precio de nudo y un valor agregado por concepto de costos de distribución (VAD), además del cargo único por concepto de uso del sistema de transmisión troncal<sup>34</sup>. *A contrario sensu*, aquellos clientes cuya potencia conectada es superior a 5.000 kW, pueden pactar libremente sus precios con su suministrador, y se les denomina “clientes libres”, por cuanto “la ley dispone precios libres, ya que supone que ellos tienen la capacidad de encontrar sustitutos a la empresa de distribución, como sería la autogeneración o el acceso directo a los generadores a través de las redes de transmisión existentes”<sup>35</sup>. Finalmente, la Ley señala que los clientes regulados podrán optar por contratar un suministro a precio libre, cuando a) se trate de servicio por menos de doce meses; b) se trate de calidades especiales de

---

<sup>31</sup> El Artículo 6 del Decreto Supremo N°327, Reglamento de la LGSE, señala aquellos casos en que el suministro efectuado a usuarios finales no es considerado como un servicio público, y por tanto, no requiere de concesión.

<sup>32</sup> De conformidad a lo señala en el Art. 225, letras k) y l), se entiende por “usuarios finales”, aquellos que utilizan el suministro de energía eléctrica para consumo propio<sup>32</sup>, y por “potencia conectada”, la potencia máxima que es capaz de demandar un usuario final dada la capacidad de empalme.

<sup>33</sup> La Ley 20.805 de 2015 que “Perfecciona el Sistema de Licitaciones de Suministro Eléctrico para Clientes sujetos a Regulaciones de Precios” modificó la potencia conectada que clasifica a determinados clientes como sujetos a fijación de precios, por cuanto antiguamente, fijaba dicho límite en 2.000 kW. Asimismo, dicha normativa introdujo una precisión respecto de los clientes regulados indicados en las letras i) y ii), ya que para aplicar efectos de aplicar el límite de 5.000 kW, “no podrá existir más de un empalme asociado a un suministro de un usuario final cuando sus instalaciones interiores se encuentren eléctricamente interconectadas”.

<sup>34</sup> Dicho cargo se encuentra regulado en el Art. 102 letra a) de la LGSE, y distingue entre usuarios finales con potencia conectada inferior o igual a 2.000 kW y aquellos con potencia conectada superior a 2.000 kW.

<sup>35</sup> EVANS E., EUGENIO y SEGER C., MARÍA CAROLINA. Derecho Eléctrico. Edición actualizada por Eugenio Evans Espiñeira. 2010. Chile. Pág. 236.

servicio a que se refiere el inciso segundo del artículo 130° (sistemas de tamaño inferior o igual a 1.500 kW en capacidad instalada de generación); c) cuando el momento de carga del cliente respecto de la subestación de distribución primaria sea superior a 20 megawatts-kilometro; y d) cuando la potencia conectada del usuario final sea superior a 500 kW y no exceda los 2000 kW, en cuyo caso el usuario final tendrá derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, con un período mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen.

Por otro lado, y de conformidad a las políticas promovidas estos últimos años tanto para el segmento de generación como para el de distribución de energía eléctrica, se han promulgado nuevas normativas tanto a nivel legislativo como regulatorio, que buscan fomentar en materia de suministro eléctrico el ingreso de las ERNC y su autoconsumo, y lograr disminuir con ello los costos y tarifas finales que se transmiten a los usuarios del servicio público de electricidad.

En este sentido, la aprobación de la Ley N°20.571, más conocida como “Ley de *Net Metering*”<sup>36</sup>, significa un gran avance en esta materia, ya que, en términos simples, permite a las personas instalar en sus casas pequeños sistemas de generación de energía -tales como eólica o solar- con la finalidad de autoabastecerse, y en caso de tener excedentes, inyectar dicha energía a la red de distribución del sistema y cobrar por ella, disminuyendo la tarifa final reflejada en la cuenta del servicio básico de electricidad.

---

<sup>36</sup> Ley N°20.571 del Ministerio de Energía, que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales, publicada en el Diario Oficial el 22 de marzo de 2012.

#### **4. Centro de Despacho Económico de Carga.**

Como dijimos anteriormente, la interconexión y coordinación de las operaciones del conjunto de instalaciones de este sistema, es llevada a cabo por el CDEC, un organismo independiente, de naturaleza jurídica indefinida, y de composición mixta, que ha sido especialmente constituido al efecto.

Así, el Art. 225 letra b) de la Ley Eléctrica define el CDEC como el “organismo encargado de determinar la operación del conjunto de instalaciones de un sistema eléctrico, incluyendo las centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión a nivel troncal, subtransmisión y adicionales; subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución y barras de consumo de usuarios no sometidos a regulación de precios abastecidos directamente desde instalaciones de un sistema de transmisión; interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica de un sistema eléctrico, de modo que el costo del abastecimiento eléctrico del sistema sea el mínimo posible, compatible con una confiabilidad prefijada.”

En virtud de lo anterior, y tal como lo ha señalado la doctrina y lo han entendido los distintos agentes del mercado, quienes se interconecten al sistema eléctrico deberán someterse a la operación coordinada llevada a cabo por el CDEC, según lo dispuesto en el Art. 137 de la Ley Eléctrica, con el fin de: “1.- Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico; 2.- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico, y 3.- Garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión, en conformidad a esta ley.”

Adicionalmente, le corresponden al CDEC, entre otras, las funciones de determinar las transferencias económicas entre los integrantes y/o coordinados del CDEC, la elaboración de los estudios e informes requeridos por la Comisión, la SEC o el Ministerio de Energía, dentro de la esfera de sus respectivas atribuciones y las que establece la normativa vigente, y la realización periódica de los análisis y estudios sobre los requerimientos y recomendaciones de expansión de la transmisión de corto, mediano y largo plazo.

La composición, funciones, y organización del CDEC se encuentran regulados en el Decreto Supremo N°291 de 2007, que contiene el Reglamento de los Centros de Despacho Económico de Carga. Así, dicho organismo se encuentra integrado por todas aquellas empresas pertenecientes a los segmentos de generación cuya potencia instalada sea igual o mayor a 200 MW o menor a 200 MW, por aquellas que posean instalaciones de transmisión troncal y subtransmisión y por clientes libres, y en general, por los propietarios de instalaciones interconectadas a los distintos sistemas de transmisión. Adicionalmente, podrán integrar el CDEC, en reemplazo de la empresa propietaria, aquellas empresas arrendatarias o usufructuarias y las que por cualquier otro título exploten las señaladas instalaciones eléctricas.

Actualmente en Chile podemos encontrar dos CDEC, el CDEC del Sistema Interconectado del Norte Grande (CDEC-SING)<sup>37</sup> y el CDEC del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC)<sup>38</sup>. En cada CDEC se distinguen 5 segmentos, a saber, Segmento de Generación Menor a 200 MW (Primer Segmento), Segmento de Generación Igual o Superior a 200 MW (Segundo Segmento), Segmento de Transmisión Troncal (Tercer Segmento), Segmento de Subtransmisión (Cuarto Segmento) y Segmento de Clientes Libres (Quinto Segmento).

Los CDEC tienen un directorio de 5 miembros para cada segmento, caracterizados por su idoneidad e independencia, y elegidos de una terna de candidatos propuesta por una empresa especializada, especialmente contratada al efecto. Adicionalmente, cuenta con 5 direcciones técnicas organizadas para el cumplimiento de las distintas funciones que la Ley y el Reglamento le han entregado, la Dirección de Peajes, la Dirección de Operación, la Dirección de Planificación y Desarrollo y la Dirección de Administración y Presupuesto.

---

<sup>37</sup> Para más información, su página web es [http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck\\_web\\_cdec\\_pages.pagina?p\\_id=1](http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_cdec_pages.pagina?p_id=1).

<sup>38</sup> Para más información, su página web es <http://www.cdecsic.cl/>.

## 5. Los Sistemas de Transmisión de Energía

Complementando lo ya señalado, las reformas introducidas por la Ley Corta I redefinieron el Sistema de Transmisión o de transporte de electricidad como “el conjunto de líneas y de subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, en un nivel de tensión nominal superior al que se disponga en la respectiva norma técnica que propondrá la Comisión Nacional de Energía, y cuya operación deberá coordinarse según lo dispone el artículo 137 de la ley.”<sup>39</sup>

Tal como señalábamos anteriormente, nuestra legislación clasifica las redes de transmisión y demás instalaciones que forman parte integrante del Sistema de Transmisión, en tres subsistemas, cuales son, el Sistema de Transmisión Troncal, el Sistema de Subtransmisión y Sistema de Transmisión Adicional, que reciben distinto tratamiento en nuestra regulación de acuerdo a sus características y relevancia.

Así, la legislación le otorga el carácter de “servicio público” a la actividad de transporte de electricidad efectuada a través de los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión, por cuanto “el objeto de esta precisión legislativa es imponer a los servicios de transporte de energía eléctrica las obligaciones propias de un servicio público, entre ellas, la obligatoriedad, la no discriminación, la continuidad y calidad del servicio.”<sup>40</sup> Sin embargo, existen requisitos o características determinados por ley, y que todos estos subsistemas comparten: la tensión nominal determinada por la norma técnica y la obligación legal de coordinar su operación de conformidad a las instrucciones impartidas por los CDEC.

El Sistema de Transmisión Troncal se caracteriza principalmente por la importancia de sus instalaciones para el funcionamiento del respectivo sistema, las que deben ser económicamente eficientes y necesarias para atender la totalidad de la demanda del sistema eléctrico. Respecto a los requisitos técnicos que deben cumplir las instalaciones que son parte de este sistema, podemos mencionar la tensión nominal igual o mayor a 220 kV, en un rango que permita asegurar que las líneas soporten una gran capacidad de transporte en altos niveles de tensión, la variabilidad y dirección de flujos de la electricidad en las líneas de transporte, y que los flujos no estén asociados a un cliente o central en particular, o a un número reducido de consumidores o centrales.

Otra característica relevante de este tipo de sistemas, dice relación con la planificación de la expansión de sus instalaciones, la cual se encuentra determinada por la legislación, mediante un método introducido por la Ley N°19.940, y que debe estar directamente relacionada con el aumento de la demanda y la capacidad de generación frente a nuevos requerimientos de consumo. Desde el año 2004, “existe un mecanismo para determinar la composición, valorización y expansión de la red de transporte

---

<sup>39</sup> Artículo 73 LGSE.

<sup>40</sup> EVANS E., EUGENIO y SEEGER C., MARÍA CAROLINA. Derecho Eléctrico. Edición actualizada por Eugenio Evans Espiñeira. 2010. Chile. Pág. 149.



troncal que contempla la variabilidad de los escenarios futuros del mercado y la intervención de todos los agentes del mercado eléctrico en la decisión”<sup>41</sup>, y la ley ha determinado que dichas decisiones se tomen mediante un procedimiento administrativo, que previamente contempla la presentación de un estudio y la emisión de un Informe Técnico, y que finaliza con la dictación del Decreto de Tarificación. Así, la expansión de las instalaciones se materializa mediante la licitación de las obras nuevas que vayan a realizarse y de las obras de ampliación, las que son determinadas en respectivo Decreto de Tarificación.

Finalmente, otro aspecto importante a considerar dice relación con las características que deben cumplir los propietarios de instalaciones de un Sistema de Transmisión Troncal, regulación que fue incorporada con el objeto de evitar que la propiedad de los principales sistemas de transmisión esté en manos de empresas relacionadas con el suministro y la comercialización de energía, ya que esta situación incentiva la integración vertical y propicia que se den escenarios discriminatorios.

Así, tal como señala la LGSE en su Artículo 7º, las empresas operadoras o propietarias de los sistemas de transmisión troncal deberán estar constituidas como sociedades anónimas abiertas, y no podrán dedicarse, por sí, ni a través de personas naturales o jurídicas relacionadas, a actividades que comprendan en cualquier forma, el giro de generación o distribución de electricidad. Además, la realización de otras actividades distintas a éstas últimas, sólo podrán llevarlas a cabo a través de sociedades anónimas filiales o coligadas.

Respecto de la participación en el mercado de la transmisión troncal, se establecen restricciones especiales para las empresas que operen en los sectores de generación y distribución y como clientes libres<sup>42</sup>. Por un lado, respecto de la propiedad individual en empresas de transmisión troncal, la Ley Eléctrica establece que tanto las generadoras, como las distribuidoras y los usuarios no sometidos a regulación de precios, no pueden tener en su capital social un porcentaje mayor al 8% del valor de inversión total del sistema; y, por otro lado, la participación conjunta de cada una de los anteriores, en su segmento, no pueden tener una participación en el capital social de las empresas de transmisión troncal, superior al 40% de la inversión total de dicho sistema. Tal como lo señala la Ley, “estas limitaciones a la propiedad se extienden a grupos empresariales o personas jurídicas o naturales que formen parte de empresas de transmisión o que tengan acuerdos de actuación conjunta con las empresas transmisoras, generadoras y distribuidoras.”<sup>43</sup>

Sin perjuicio de lo anterior y a diferencia de lo previamente señalado, la ley establece una expresa distinción respecto de las condiciones y restricciones aplicables a propietarios de instalaciones de

---

<sup>41</sup> SEPÚLVEDA R., ENRIQUE. Sistema y Mercados Eléctricos. Editorial Legal Publishing. 2010. Chile. Pág. 112.

<sup>42</sup> La Ley señala que dichas limitaciones se extienden a, grupos empresariales o personas jurídicas o naturales que formen parte de empresas de transmisión, o que tengan acuerdos de actuación conjunta con las empresas transmisoras, generadoras y distribuidoras.

<sup>43</sup> Art. 7º LGSE.

transmisión troncal anteriores a la promulgación de la Ley 19.940, ya que éstos podrán mantener su propiedad sin necesidad de cumplir con los porcentajes anteriores. Lo anterior, con la salvedad de que estos propietarios serán considerados en el cómputo del límite del 40% de participación conjunta y deberán constituirse como sociedades anónimas de giro de transmisión en el plazo de un año desde la publicación del decreto que declara la respectiva línea o instalación como troncal, y no podrán participar de la propiedad de ninguna ampliación de dicho sistema.

En definitiva, la relevancia de dichas disposiciones radicaría en su estrecha relación con la desintegración vertical, construcción doctrinaria cuya aplicación ha sido fundamental para asegurar un escenario más competitivo y con menos barreras de entrada, que asegure el acceso a los sistemas de transmisión troncal sin que existan abusos por parte de sus propietarios. Sin embargo, las restricciones contempladas en dicho artículo no tienen mucho sentido en la actualidad, por cuanto, de la mera lectura de éste resulta que una empresa que quiere integrarse al mercado eléctrico, y tener participación en cualquiera o ambos de los segmentos de generación y distribución y adicionalmente en transmisión, puede hacerlo por cuanto la ley se lo permite, mientras inicialmente ingrese a cualquiera de los dos primeros –con la salvedad que lo haga en una participación menor al 8%- y luego al mercado de la transmisión. Así, podríamos concluir que dicho articulado fue incorporado en un principio, con la entrada en vigencia de la ley, con el único objetivo de lograr una desintegración de las empresas participantes en los segmentos de generación y transmisión, situación que hoy ha perdido aplicación práctica, por cuanto la realidad del mercado eléctrico actual y de los distintos segmentos es bastante diferente a la de dicha época. Esta situación, así como los presupuestos de la teoría económica que la contextualizan, se abordarán con mayor extensión en los próximos capítulos.

Sin perjuicio de lo anterior, distinto es el caso si la empresa decide entrar primero al mercado de la transmisión, en cuyo caso se encontrará con la limitación que se señala en la Ley, de dedicarse por sí o a través de personas naturales o jurídicas relacionadas, a actividades que comprendan los giros de generación o distribución de electricidad.

Por otro lado, el Sistema de Subtransmisión está compuesto por aquellas líneas y subestaciones que, estando interconectadas al sistema eléctrico, se disponen para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, territorialmente identificables y ubicados en zonas de concesión de las empresas distribuidoras.

A grandes rasgos, y tal como lo ha señalado la doctrina, “para comprender su ubicación en el conjunto de los sistemas de red por los que circula la electricidad podemos esquematizar al Sistema de Subtransmisión como una red enmallada de instalaciones que sirven de enlace entre el Sistema Troncal

y un Sistema de Distribución”.<sup>44</sup> En el Artículo 75 de la LGSE se señalan las características esenciales que deben cumplir las instalaciones de este tipo de sistemas, entre las que se encuentran, no calificar como instalaciones troncales y que los flujos de sus líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central o grupo reducido de centrales generadoras.

Las instalaciones que forman parte de un Sistema de Subtransmisión son calificadas, al igual que las de Transmisión Troncal, como “servicio público eléctrico”, en los términos que se señalan en el Artículo 7° de la LGSE, por lo que son determinadas por decreto supremo del Ministerio de Energía<sup>45</sup>, previo informe técnico de la Comisión Nacional de Energía. En el mismo sentido, ambos tipos de sistemas comparten la características de no requerirse un título habilitante para participar en la actividad, en cuanto no se les exige de concesión eléctrica para hacerlo, salvo en los casos estipulados en el Artículo 2° de la LGSE.

Ahora bien, a diferencia de lo que ocurre con las instalaciones troncales, el proceso de calificación y valorización de la Subtransmisión se caracteriza por llevarse adelante por las mismas empresas de transmisión, las que realizan los estudios correspondientes que posteriormente son revisados por la Comisión, en base al abastecimiento de una demanda esperada y bajo una política de inversión y gestión de empresa eficiente. Respecto de las obras de expansión, a diferencia de lo que ocurre en el Sistema Troncal, las subtransmisoras tienen la obligación de prestar servicio pero no de invertir en sus instalaciones, lo que en algunas ocasiones puede derivar en congestiones relevantes.

Finalmente, los Sistemas de Transmisión Adicional son aquellos cuyas instalaciones se encuentran destinadas esencial y principalmente al suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios, y aquellos cuyo objeto principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico, sin que formen parte del sistema de transmisión troncal ni de los sistemas de subtransmisión.<sup>46</sup> En efecto, dichas instalaciones “han sido construidas con objetivos eminentemente privados, funcionales a proyectos empresariales de carácter industrial o minero”<sup>47</sup>.

Así, debido a que son instalaciones de uso particular, y su principal utilidad consiste en la inyección de energía por parte de centrales o el retiro por parte de clientes libres, no están calificadas como “servicio público”, y por tanto su regulación es mucho menor, sin perjuicio de ciertas obligaciones que le impone la Ley a sus propietarios, como el otorgar acceso abierto cuando se cumplen determinadas condiciones reguladas expresamente y existe capacidad técnica disponible, según se explicará con mayor detalle en los próximos capítulos. Así, sus instalaciones sólo se verán sometidas al régimen de acceso

---

<sup>44</sup> SEPÚLVEDA R., ENRIQUE. Sistema y Mercados Eléctricos. Editorial Legal Publishing. 2010. Chile. Pág. 137.

<sup>45</sup> Antiguamente, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

<sup>46</sup> Artículo 76 LGSE.

<sup>47</sup> QUINTANILLA, JORGE y BUSEL, BERNARDO. Informe sobre el Proyecto de Ley que establece nuevos Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del Sistema Eléctrico Nacional. Preparado para Transelec S.A. Santiago, 21 de Septiembre de 2015. Pág. 48.

abierto cuando hagan uso de servidumbres impuestas en virtud de una concesión eléctrica o se encuentren situadas en o atraviesen bienes nacionales de uso público.

Dado que los Sistemas Adicionales se construyen con fines privados y obedecen únicamente a dichos propósitos, las obras de ampliación que se requieran en instalaciones pertenecientes a este sistema, surgirán de propia iniciativa del titular de las mismas, o podrán requerirse en virtud de la solicitud de acceso que presente un tercero interesado, por lo que la experiencia práctica ha determinado que las pagará el solicitante y luego éste podrá vendérselas al propietario, con objeto de radicarlas en dichas instalaciones.

## 6. Panel de Expertos.

Tal como se introdujo al inicio de este Capítulo, el Panel de Expertos es un órgano colegiado y autónomo de carácter independiente e imparcial, creado por la llamada Ley Corta I, y regulado en los artículos 208 y siguientes de la Ley Eléctrica, y en el Decreto 181 “Reglamento del Panel de Expertos”<sup>48</sup>, cuya función es pronunciarse sobre las discrepancias que surjan entre los distintos intervinientes del mercado eléctrico, con motivo de la aplicación de la ley.

Así, con anterioridad a la Ley Corta I, el modelo de solución de controversias estaba compuesto por tres instancias, de conformidad a la materia de dicha controversia, a saber, i) una comisión pericial, que resolvía las disyuntivas relacionadas con la determinación del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), ii) un tribunal arbitral, que resolvía las controversias surgidas en torno a la constitución y ejercicio de las servidumbres de paso de energía eléctrica, y en general, respecto del acceso y peajes de redes de transmisión, y iii) el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, quien resolvía las controversias originadas al interior de cada CDEC, previo informe de un comité de expertos.

En efecto, en la historia de la Ley Corta I, la doctrina se refiere a las condiciones que motivaron la creación de un órgano permanente y autónomo, independiente de los organismos públicos, “Finalmente señaló que es positivo que en el proyecto ha desaparecido la institución de la Comisión Pericial Permanente. Al respecto, valga insistir en que la industria no debe ni puede seguir atada a la interpretación normativa, fiscalización y resolución de divergencias, todo ello a cargo del mismo regulador. Ello constituye un exceso que no debiera presentarse en un Estado de Derecho, en el que las funciones estatales se encuentran claramente diferenciadas. Una comisión pericial permanente, un tribunal arbitral de expertos u otra instancia independiente con facultades resolutorias es indispensable para resolver los conflictos entre las empresas o de estas con la autoridad administrativa. La actual concentración genera una incertidumbre que no se compadece con la relevancia económica del sector en comento.”<sup>49</sup>

El Panel de Expertos es un órgano principalmente técnico y de competencia estricta y regulada, cuyos dictámenes son inimpugnables<sup>50</sup> y tienen efecto vinculante respecto de las partes que intervienen. Respecto a las funciones que ejerce el Panel, resulta clarificante lo que ha señalado la doctrina al respecto, “El Panel de Expertos está llamado a resolver una controversia entre partes en materias regulatorias

---

<sup>48</sup> Decreto 181 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que “Aprueba Reglamento del Panel de Expertos establecido en el Título VI de la Ley General de Servicios Eléctricos, publicado en el Diario Oficial el 16 de septiembre de 2004.

<sup>49</sup> BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL DE CHILE. Historia de la Ley N°19.940. Regula sistemas de transporte de Energía Eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la ley general de servicios eléctricos. 13 de marzo de 2004. Informe Comisión de Minería. Exposición del profesor de la Facultad de Derecho de la Pontificia Universidad Católica de Chile, señor Eugenio Evans Espiñeira. Pág. 125.

<sup>50</sup> Sin perjuicio de lo anterior, se contempla en la Ley una facultad de revisión, en virtud de la cual el Ministro de Energía puede declarar inaplicable el dictamen por un determinado período, mediante resolución exenta fundada emitida dentro del plazo de 10 días desde la notificación del dictamen. Dicha situación nunca ha ocurrido en la práctica.

vinculadas al sector eléctrico, de forma imparcial e independiente, con efecto vinculante y sin posibilidad de revisión alguna de la decisión. Por lo tanto, tratase de un órgano jurisdiccional, un órgano del Estado dotado de la función pública jurisdiccional necesaria para juzgar, en un debido proceso, conflictos, controversias o discrepancias de relevancia jurídica relativas al ordenamiento eléctrico, mediante decisiones con autoridad de cosa juzgada.”<sup>51</sup>

Así, entre las principales características de los dictámenes del Panel de Expertos, destacan las siguientes: i) sólo pueden pronunciarse con motivo de una discrepancia, y al resolver deben inclinarse por una de las dos alternativas de la discusión, no pudiendo adoptar valores intermedios ni extenderse a puntos fuera de ella<sup>52</sup>; ii) son vinculantes para todos los que participen en el procedimiento<sup>53</sup>; y iii) contra ellos no procede ninguna clase de recursos.

Pese a que la ley contempla expresamente la inimpugnabilidad de los dictámenes del Panel de Expertos, las partes involucradas han llevado a cabo múltiples intentos de revisar sus pronunciamientos y anular su resolución, los que en sede judicial se han materializado principalmente mediante Recursos de Protección y Acción de Nulidad de Derecho Público. Adicionalmente, la Contraloría General de la República se ha pronunciado en sus Dictámenes respecto de la actuación de la CNE, en su calidad de órgano controlador de los actos administrativos, cuando ésta intentó desconocer lo resuelto por el Panel de Expertos en uno de sus dictámenes.<sup>54</sup>

Lo anterior se justifica en que uno de los principales objetivos de la creación del Panel en la Ley Corta I, fue precisamente evitar la judicialización de los conflictos eléctricos, mediante la creación de una institucionalidad jurídica que pudiera resolver los conflictos suscitados entre los distintos actores del sector eléctrico, de manera imparcial y rápida, acorde con el dinamismo propio de dicho sector.

Por otro lado, tal como el mismo Panel lo ha señalado en uno de sus dictámenes, “su competencia se refiere a resolver las discrepancias que se produzcan entre las partes en aspectos concretos, técnicos, económicos o de aplicación normativa de la regulación de los sistemas adicionales según lo previene la LGSE.”<sup>55</sup>

---

<sup>51</sup> EVANS E., EUGENIO y SEEGER C., MARÍA CAROLINA. Derecho Eléctrico. Edición actualizada por Eugenio Evans Espiñeira. 2010. Chile. Pág. 336.

<sup>52</sup> El Reglamento del Panel de Expertos establece en el Art. 39 inc. 2° una excepción a dicha regla, por cuanto tratándose de discrepancias presentadas con motivo de conflictos que se susciten al interior de un CDEC, y aquellas que surjan entre dos o más empresas eléctricas respecto de la aplicación de la normativa sectorial y que no correspondan a las comprendidas en el Art. 30 del mismo reglamento, ésta se aplicará siempre y cuando la naturaleza de la materia y las alternativas sometidas a conocimiento del Panel lo permitan.

<sup>53</sup> Al respecto, cabe señalar que la LGSE les otorga a la CNE y a la SEC el carácter permanente de “parte” en las discrepancias, por lo que ambas instituciones tienen siempre la calidad de interesados en la esfera de sus atribuciones y deben ser notificados como tales. Por tanto, los dictámenes del Panel son vinculantes respecto de todas las partes interesadas, e incluidas la CNE y la SEC.

<sup>54</sup> Ver Dictamen Contraloría General de la República (“CGR”) N°57.151 de 2005 y Dictamen CGR N°70.637 de 2013.

<sup>55</sup> PANEL DE EXPERTOS. Dictamen N°4-2015. Pág. 28.

El Art. 208 de la Ley Eléctrica enumera las materias de competencia del Panel, señalando que éste deberá resolver las discrepancias que se produzcan en relación con: (1) La determinación de las bases técnicas y administrativas definitivas para la realización del estudio de transmisión troncal; (2) El informe técnico basado en los resultados del estudio de transmisión troncal que le corresponde a la Comisión; (3) Las bases de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión; (4) La fijación del peaje de distribución, referido en el artículo 115°; (5) La fijación de los peajes de subtransmisión, indicados en el artículo 112°; (6) Las bases de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas eléctricos cuyo tamaño es inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación, en conformidad al artículo 159; (7) La fijación de los precios de los servicios no consistentes en suministros de energía a que se refiere el número 4 del artículo 147°, en conformidad al artículo 184°; (8) La determinación de los costos de explotación para las empresas distribuidoras de acuerdo a lo señalado en el artículo 193°; (9) La fijación del VNR, según lo previsto en el artículo 195°; (10) Las discrepancias que surjan en la aplicación del régimen de acceso abierto en las líneas de los sistemas adicionales, y (11) Las demás discrepancias que las empresas eléctricas tengan entre sí con motivo de la aplicación técnica o económica de la normativa del sector eléctrico y que, de común acuerdo, sometan a su dictamen, y las demás que indique la ley. Asimismo, el artículo señala que se someterá a dictamen del panel de expertos los conflictos que se susciten en el interior de un CDEC, respecto de aquellas materias que se determinen reglamentariamente.

En consecuencia, entre las principales materias que ha debido resolver el Panel, destacan las discrepancias surgidas entre las partes con motivo de la revisión anual del plan de expansión del sistema troncal, de los procedimientos y estudios relacionados con la valorización troncal y en subtransmisión, del acceso abierto en sistemas de transmisión adicional, de los informes emitidos por los CDEC en relación con el cálculo de peajes de transmisión, etc.

Finalmente, tal como lo ha señalado la doctrina, cabe destacar que el Panel de Expertos “goza hoy de una legitimidad y prestigio, alcanzados gracias a su labor concreta, realizada con independencia, imparcialidad y especialización en materias complejas y técnicas. Todas estas características han permitido que hoy podamos contar con un sistema de resolución de controversias en el sector eléctrico que aporta pacificación y certeza jurídica (objetivos esenciales de la tarea de juzgar).”<sup>56</sup>

---

<sup>56</sup> VERGARA BLANCO, ALEJANDRO. Caracterización y líneas jurisprudenciales del Panel de Expertos del sector eléctrico. 2014. Pág. 71. En: PANEL DE EXPERTOS. Resolución de discrepancias en el sector eléctrico chileno. Reflexiones a 10 años de la creación del Panel de Expertos. Santiago, Panel de Expertos. Págs. 69-111

## CAPITULO II

### INTRODUCCIÓN AL ACCESO ABIERTO

#### **1. Principales Antecedentes del régimen de Acceso Abierto u *Open Access*.**

Tal como se señaló anteriormente, el ordenamiento jurídico chileno fue pionero en el mundo en cuanto a la desintegración vertical de los segmentos integrantes del mercado eléctrico.

La doctrina se ha pronunciado al respecto recogiendo la importancia de dicha incorporación, al señalar “la LGSE ha establecido un régimen de desintegración vertical de la propiedad en las empresas de transmisión troncal que viene a dar efectividad al principio de acceso abierto, al uso de sus instalaciones y a la función de neutralidad del transporte troncal en el mercado de la generación y comercialización de energía. Sin los mecanismos de aislamiento de intereses entre la transmisión troncal y los otros segmentos, el principio de acceso universal a las prestaciones de transporte de energía deviene en una norma meramente declarativa, como sucedía bajo la vigencia de las normas existentes hasta el año 2004”.<sup>57</sup>

A partir del año 1980 se inició en el país un proceso de privatización y desconcentración de las principales compañías eléctricas del país, y con ello se dio paso a la creación de una institucionalidad adecuada para lograr un desarrollo eficiente y estable del sector eléctrico, modificaciones que se plasmaron en el DFL N°1 de 1982, de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos. Ya en dicha normativa existía una preocupación de propiciar condiciones más favorables para el desarrollo de los distintos mercados, y se incorporó un sistema de tarificación de precios distinto para cada segmento, dependiendo de si las actividades se desarrollaban en un mercado con características de monopolio o de libre competencia.

Posteriormente, las autoridades antimonopólicas de Chile comenzaron a pronunciarse en pos de la separación de las actividades realizadas por las distintas empresas de dichos segmentos, y en particular, respecto de Endesa, compañía que hasta el minuto desempeñaba un rol monopólico en prácticamente todos los sectores del mercado eléctrico. Así, el año 1990, se presentó una denuncia, seguido de un requerimiento de la Fiscalía Nacional Económica (FNE) por una eventual afectación de la libre competencia, debido a que supuestamente Enersis y sus filiales (hoy Chilectra), se habrían coludido con un grupo de Administradoras de Fondos de Pensiones para elegir a cuatro directores de Endesa, y así controlar el directorio de esta última empresa y formar un monopolio que integraría verticalmente las actividades de generación, transporte y distribución de energía.

---

<sup>57</sup> SEPÚLVEDA R., ENRIQUE. Sistema y Mercados Eléctricos. Editorial Legal Publishing. 2010. Chile. Pág. 109.



Dicha situación “atentaba contra las normas del DL N°211 debido a que al integrarse dos empresas distintas bajo el control de un mismo grupo económico, que en principio debían competir entre sí y tener intereses antagónicos en el mercado, ello ‘influiría negativamente en la fijación de políticas tarifarias y otros aspectos de comercialización, en perjuicio de los consumidores de energía eléctrica’<sup>58</sup>.<sup>59</sup> Pese a que finalmente la Comisión Resolutiva rechazó el requerimiento de la FNE, el fallo no fue unánime, y en el voto disidente se reconoció que en el mercado eléctrico se observaba un elevado grado de concentración de la propiedad accionaria de Endesa en poder de los grupos económicos representados en Enersis; que era contrario a una debida transparencia y a la libre competencia en ese mercado que Enersis aumentara su participación accionaria en Endesa; y que la integración vertical en ese sector ‘podría crear un poder monopólico que eventualmente pudiere dar origen a discriminaciones o abusos en perjuicio de los usuarios y de terceros competidores’<sup>60</sup>.<sup>61</sup>

Posteriormente, la situación de Endesa y Enersis fue nuevamente abordada, cuando en 1994 la Fiscalía Nacional Económica solicitó la desconcentración y descentralización del sector eléctrico en el SIC, que afectaba a las empresas Endesa, Transelec y Chilectra, operantes en los mercados de generación, transmisión y distribución, respectivamente. Para dichos efectos, se solicitó la creación de empresas con patrimonios independientes y administración separada, por cuanto todas las anteriores eran filiales entre sí, y las dos primeras concentraban la mayoría de la capacidad de generación y la totalidad de las instalaciones de transmisión y la última, cubría gran parte de la demanda del sistema.<sup>62</sup> Pese a que nuevamente la Comisión Resolutiva resolvió no acoger el requerimiento de la Fiscalía, dictaminó<sup>63</sup> que la empresa Transelec debía transformarse en propietaria de los activos que administraba, constituirse como sociedad anónima abierta de giro exclusivo y abrirse a la participación accionaria de terceros. Adicionalmente, se resolvió que las empresas distribuidoras debían licitar públicamente sus abastecimientos de energía y potencia.<sup>64</sup>

---

<sup>58</sup> Cfr. Resolución N°372 del 2 de junio de 1992, en Luis Montt (coord.) y Felipe Irarrázabal, *Ley antimonopolios. Jurisprudencia Comisión Resolutiva 1991-1992*, tomo VII, pág.93-94 en BERNEDO, PATRICIO. *Historia de la libre competencia en Chile. 1959-2010. Ediciones de la Fiscalía Nacional Económica. 2013. Pág. 128.*

<sup>59</sup> BERNEDO, PATRICIO. *Historia de la libre competencia en Chile. 1959-2010. Ediciones de la Fiscalía Nacional Económica. 2013. Pág. 128.*

<sup>60</sup> Cfr. Resolución N°372 del 2 de junio de 1992, en Luis Montt (coord.) y Felipe Irarrázabal, *Ley antimonopolios. Jurisprudencia Comisión Resolutiva 1991-1992*, tomo VII, pág.104-105 en BERNEDO, PATRICIO. *Historia de la libre competencia en Chile. 1959-2010. Ediciones de la Fiscalía Nacional Económica. 2013. Pág. 129.*

<sup>61</sup> BERNEDO, PATRICIO. *Historia de la libre competencia en Chile. 1959-2010. Ediciones de la Fiscalía Nacional Económica. 2013. Pág. 129.*

<sup>62</sup> Según Bernedo, Patricio, Endesa y su filial Pehuenche representaban alrededor del 65% de la capacidad de generación del sistema; Endesa era propietaria de todo el sistema de transmisión y Chilectra (filial de Enersis) cubría el 40% de la demanda, y además era propietaria del 14% de Endesa.

<sup>63</sup> La Comisión Resolutiva tenía la facultad de formular instrucciones de carácter general en el mercado eléctrico, con objeto de aumentar su competencia y transparencia. En el marco de dichas atribuciones, la Comisión instruyó además a la autoridad a que promulgara un reglamento con objeto de promover la competencia en el mercado eléctrico.

<sup>64</sup> Cfr. Resolución N°488 del 11 de junio de 1997, en Luis Montt (coord.) y Felipe Irarrázabal, *Ley antimonopolios. Jurisprudencia Comisión Resolutiva 1991-1992*, tomo IX., pág. 224-256 en BERNEDO, PATRICIO. *Historia de la libre competencia en Chile. 1959-2010. Ediciones de la Fiscalía Nacional Económica. 2013. Pág. 131.*

En virtud de lo anterior, quedan de manifiesto los notables esfuerzos que la institucionalidad de la época realizó con objeto de promover la competencia y la desintegración vertical entre los distintos segmentos del mercado eléctrico, e incorporar una mayor regulación e intervención estatal.

En el mismo sentido se ha pronunciado la doctrina actual al señalar, “El actual modelo, siendo consciente de las singularidades y limitaciones objetivas de los sectores sujetos a regulación, pretende reconstruir la competencia en la medida que sea posible y somete el monopolio natural a una crítica rigurosa, reduciéndolo al espacio en que resulta del todo irreductible por razones objetivas o materiales. A ese propósito responde primeramente la desagregación vertical de segmentos de actividad en un mismo sector tal como se produce –en el ejemplo más característico– en el sector de la electricidad. Con ello se reduce el monopolio natural, que antes abarcaba todo el sector eléctrico, al segmento del transporte, en razón de las limitaciones que se derivan de la red. Pero entonces el nuevo modelo de regulación orientado a la competencia desarrolla fórmulas, abre vías e impone regulaciones para posibilitar la concurrencia de operadores como es el libre acceso a redes sin que pueda introducir discriminación alguna”.<sup>65</sup>

---

<sup>65</sup> ESTEVE PARDO, JOSÉ. La regulación de industrias y *public utilities* en los Estados Unidos de América. Modelos y experiencias. En: Derecho de la Regulación Económica: I. Fundamentos e instituciones de la regulación. Iustel, 2009. Pág. 343 y 344.

## 2. Fallas propias del Mercado de la Transmisión.

De conformidad a lo señalado, el mercado de transmisión se identifica por una marcada intervención del Estado que busca propiciar artificialmente condiciones propias de un mercado competitivo, pero muy regulado en cuanto a los precios y a la calidad del servicio entregado. Lo anterior, en razón de las dos principales particularidades del mercado de la transmisión: la existencia de un monopolio natural y de altas economías de escala<sup>66</sup>.

Así, con posterioridad a la promulgación de la Ley Corta I, el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia reconoció en una de sus resoluciones la importancia del régimen de acceso abierto como facilitador de las condiciones de competencia en el mercado de la generación, al señalar entre sus considerandos: “Que a juicio de este Tribunal lo que debe cautelarse en el sector eléctrico es el acceso abierto a los operadores que compiten en este mercado, en condiciones razonables y no ilícitamente discriminatorias, a determinadas redes sobre las que descansa el servicio que prestan y que constituyen segmentos monopólicos o instalaciones esenciales que coexisten con segmentos donde la competencia es posible. Es precisamente ese, uno de los objetivos que el legislador persiguió con la dictación de la ley 19.940, al definir y clarificar el acceso a la red de transporte eléctrico y sus condiciones.”<sup>67</sup>

Dichas instalaciones consisten principalmente en redes de alta tensión, torres, líneas eléctricas y subestaciones de transformación, entre otras, además de los terrenos sobre los que irán emplazadas éstas, y que en consecuencia conducirán a la utilización de instituciones jurídicas tales como servidumbres y concesiones.

En consecuencia, se reconoce a las instalaciones de los sistemas de transmisión como activos ‘monopólicos’ dado que el mercado en el que interactúan los propietarios de infraestructura propia de transmisión de energía se caracteriza por significativas economías de escala “asociadas a la mayor capacidad de transporte según el mayor voltaje o tensión que se utilice, sin que ello implique un incremento proporcional en el costo de inversión. De lo anterior se deriva que, económicamente, el transporte de electricidad es un monopolio natural. Sería poco razonable y económicamente ineficiente la coexistencia de múltiples redes de transporte compitiendo por conectar centros de consumo y centros de producción”.<sup>68</sup>

En el mismo sentido se ha pronunciado la doctrina al recoger los principales desafíos en materia regulatoria de la transmisión, “El sistema de transmisión es el único mercado eléctrico donde se presentan

---

<sup>66</sup> Evans entrega una definición introductoria de las ‘economías de escala’ en su libro de Derecho Eléctrico, señalando que “Estrictamente, existen economías de escala cuando los aumentos en los medios de producción o recurso productivos (instalaciones, equipos, capital, personal), junto con provocar un aumento en los volúmenes de producción, van acompañados con incrementos proporcionalmente menores en los costos totales de producción, lo cual hace que los costos medios sean decrecientes.” Pág. 146.

<sup>67</sup> TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA. Resolución N°8/2005, de 30 de junio de 2005. En Rol N°30-04. Pág. 13.

<sup>68</sup> SEPÚLVEDA R., ENRIQUE. Sistema y Mercados Eléctricos. Editorial Legal Publishing. 2010. Chile. Pág. 96.

importantes economías de escala, por lo que la competencia no es factible y se desarrollan monopolios naturales. El primer desafío es el de regular eficazmente el monopolio de manera que se promueva la competencia. El segundo desafío es la determinación de un esquema de precios para los servicios de transmisión, que proporcione incentivos económicos coherentes para que el mercado opere de manera eficiente y se expanda. Si se utiliza el costo marginal para remunerar los servicios de transmisión, surgirá una dificultad adicional por cuanto dadas las economías de escala, el ingreso no será suficiente para financiar la inversión (pasada o futura).”<sup>69</sup>

---

<sup>69</sup> Traducción libre. Texto original: “*The transmission network is the single electric business where important economies of scale are present, therefore competition is not feasible and natural monopolies develop. The first challenge is one of efficiently regulating a monopoly that permits competition to take place. The second challenge is defining a pricing scheme for the transmission services that provides coherent economic incentives for the business to efficiently operate and expand. If marginal costing is used to price transmission services, an additional difficulty arises as the income will not be sufficient for financing the investment (past or future), given the economies of scale.*” RUDNICK, Hugh. *Transmission Open Access in Chile. Invited paper, fifth plenary session of the Harvard Electricity Policy Group*. Octubre, 1994. Pág.1.

### **3. Doctrina de las Instalaciones Esenciales y Principio de la No Discriminación.**

La relación de los agentes que desarrollan la actividad de transmisión de energía con los participantes del sector eléctrico de generación, que necesariamente requieren de sus servicios, puede verse influida negativamente por prácticas anticompetitivas propias de las empresas que abusan de su posición dominante en un mercado determinado.

En relación a lo señalado en las secciones anteriores, durante la discusión de la Ley 19.940 el Ministro de Economía de la época, expuso acerca de la vinculación que se presentaba entre las características de un mercado integrado verticalmente y la llamada doctrina de las instalaciones esenciales, “Enseguida, manifestó que otro aspecto de suma importancia, en opinión del Ejecutivo, es lo referido a la desintegración vertical. Agregó que la teoría económica es clara en reconocer la inconveniencia de que la propiedad de los sistemas de transmisión principales (facilidad esencial) esté en mano de empresas relacionadas con las que operan en suministro y comercialización de energía, ya que se producen incentivos al uso discriminatorio de la transmisión como instrumento para impedir la libre competencia.”<sup>70</sup>

En efecto, en particular respecto del segmento de transmisión, la literatura económica ha calificado sus instalaciones como “instalaciones esenciales”, y sus exponentes han señalado al respecto: “Una característica común a los sectores de infraestructura, pero no exclusiva de éstos, es la coexistencia de segmentos donde la competencia es posible con otros que aún son monopolios naturales. Las firmas que participan en los segmentos competitivos normalmente requieren para llegar a sus clientes tener acceso a los segmentos monopólicos, los que se denominan facilidades esenciales o cuellos de botella (...). La regulación habitualmente establece el libre acceso a la facilidad esencial y fija su tarifa. Sin embargo, si el monopolio está verticalmente integrado a los segmentos no regulados, puede tener incentivos para dar mala calidad de servicio a sus competidores. Diversos autores han estudiado los posibles efectos anticompetitivos de la discriminación no tarifaria –también conocida como sabotaje en la literatura- por parte del monopolio integrado. Este tema es de especial importancia en Chile porque la política ha sido introducir competencia donde sea posible y regular los segmentos no competitivos.”<sup>71</sup>

Por tanto, la calificación de instalaciones esenciales se explica “Cuando una empresa abastecedora posee un insumo indispensable para la prestación de servicios en un mercado final o más

---

<sup>70</sup> BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL DE CHILE. Historia de la Ley N°19.940. Regula sistemas de transporte de Energía Eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la ley general de servicios eléctricos. 13 de marzo de 2004. Pág. 822.

<sup>71</sup> SERRA, PABLO (2001). “Las facilidades esenciales en la doctrina de los organismo de competencia chilenos”, en Documentos de Trabajo 104 (Santiago, Centro de Economía Aplicada – Universidad de Chile). Disponible en: [http://www.webmanager.cl/prontyus\\_cea/cea\\_2001/site/pags/20030327172641.html](http://www.webmanager.cl/prontyus_cea/cea_2001/site/pags/20030327172641.html) [fecha de consulta: 16 de marzo de 2010]. En SEPÚLVEDA R., ENRIQUE. Sistema y Mercados Eléctricos. Editorial Legal Publishing. 2010. Chile. Pág. 105.

cercano al consumidor final, y duplicar o sustituir este insumo no es factible desde una perspectiva económica”<sup>72</sup>.

La OCDE, por su parte, ha calificado a las instalaciones de transmisión como facilidades esenciales, en virtud de la necesidad de contar con dichas instalaciones, y la dependencia que afecta a quienes la requieren, “La infraestructura esencial significa que prestar un servicio es sustancialmente más difícil sin acceso a esta infraestructura, y que el propietario monopolista de esta infraestructura encontraría rentable imponer al menos un aumento de precio reducido pero significativo y no transitorio sobre el nivel competitivo para acceder a esta infraestructura.”<sup>73</sup>

Así, el hecho de que las instalaciones de transmisión reciban la calificación de ‘instalaciones esenciales’, se traduce en una amplia regulación, cuyo objetivo obedece únicamente a evitar que los propietarios de los sistemas de transmisión obstaculicen el acceso a sus instalaciones, ya sea cobrando peajes muy altos, o negándose a negociar con los generadores el acceso a éstas, vulnerando el principio de la no discriminación establecido en la ley. Ello podría derivar eventualmente en una barrera de entrada adicional al mercado de la generación, ya que no se encontraría garantizado para quienes deseen inyectar y retirar energía, el acceso a las instalaciones de transmisión.

Por tanto, y tal como lo ha señalado la doctrina, “la teoría de las instalaciones esenciales se da en gran medida en relaciones verticales –distintas etapas de una cadena de producción- y se vincula con abusos de posición dominante exclusorios. La lógica de esta teoría supone que una empresa dominante controla una instalación esencial aguas arriba o aguas abajo. Dicho control le entrega una posición dominante sobre el mercado competitivo verticalmente relacionado y existen incentivos económicos para obstaculizar o discriminar el tratamiento dado a un tercero competidor en el mercado competitivo y que busca acceso a la instalación esencial para actuar competitivamente, asumiendo que dicho tercero no compite en el mercado de la instalación esencial.”<sup>74</sup>

Así, para que la teoría de instalaciones esenciales opere, deben concurrir los siguientes presupuestos: i) control de la instalación esencial por un monopolista o empresa con posición dominante; ii) imposibilidad técnica y económica de duplicar la instalación esencial (razonablemente) por terceros; iii) factibilidad de dar acceso a terceros a la instalación esencial; y iv) la instalación esencial es indispensable para competir en el mercado conexo.<sup>75</sup>

---

<sup>72</sup> FORO LATINOAMERICANO DE COMPETENCIA. 8-9 de septiembre, San José de Costa Rica. Sesión 1: Principios de competencia en facilidades esenciales. Documento de Base. Pág. 4

<sup>73</sup> Traducción libre. Texto original: “*Essential transportation infrastructure means that supplying a mode of transportation service is substantially more difficult without access to this infrastructure and that a monopolist owner of this infrastructure would find it profitable to impose at least a small but significant non-transitory price increase above the competitive level for access to this infrastructure.*” OECD (2006) Policy Roundtables: Access to Key Transport Facilities. 2006. Pág.18.

<sup>74</sup> LE BLANC, ARTURO y GORAB, DANIELA. Acceso abierto: ¿cuál es su verdadero sentido y alcance? En Revista de Derecho Administrativo Económico, N°18. Año 2014. Pág. 235.

<sup>75</sup> LE BLANC, ARTURO y GORAB, DANIELA. Acceso abierto: ¿cuál es su verdadero sentido y alcance? En presentación en Jornadas de Derecho de Energía N° XIII, 30 de julio de 2013.

En consecuencia, el principio de acceso abierto instaurado en la Ley 19.940 surge en respuesta al reconocimiento de las instalaciones de los sistemas de transmisión como “instalaciones esenciales” necesarias para el paso de la energía eléctrica, cuyo acceso debe garantizarse cuando proceda, en condiciones no discriminatorias, y como se señaló anteriormente, sujeto al pago del peaje que corresponda. Por tanto, podemos identificar de entre los presupuestos o condiciones mínimas del régimen de acceso abierto, la no discriminación entre los usuarios y la obligación de pagar peajes por la utilización de las instalaciones de transmisión.

Si bien la doctrina de las instalaciones esenciales ha sido recogida tanto en Chile como en el derecho comparado, su aplicación ha ido decreciendo por cuanto ésta constituye una limitación al derecho de propiedad en razón del interés público de entregar acceso abierto a determinadas instalaciones. Pese a que ésta limitación sobre la cual se funda la teoría “aumenta el bienestar social cuando estas (instalaciones) no pueden ser duplicadas a un costo razonable y/o tienen un impacto ambiental significativo”<sup>76</sup>, es necesario delimitar su aplicación estrictamente a aquellas instalaciones que son una infraestructura ‘cuello de botella’ en el sistema de transmisión. Esto fundamenta también la necesidad de delimitar la aplicación del acceso abierto a las instalaciones de transmisión, de manera que no se vulnere arbitraria o injustificadamente el derecho de propiedad de los dueños de dichas instalaciones.

Adicionalmente, el acceso abierto puede significar un desincentivo a la inversión y eficiencia dinámica del mercado, por cuanto los titulares de instalaciones de transmisión podrían verse desmotivados a invertir, dado que no aprovecharán dicha inversión si deben compartirla con terceros.

Aquellos terceros que buscan tomar provecho de las obligaciones de los propietarios resultantes de la aplicación del régimen de acceso abierto, han sido denominados por la doctrina económica como *free riders*, y se identifican en la práctica con competidores de los distintos segmentos, que hacen uso de la capacidad disponible de una línea, mediante la obtención de la declaración en construcción de algún proyecto. Se da una suerte de parasitismo, lo que ocurre cuando existe poca disponibilidad de un bien o servicio, y un tercero interesado en acceder a éstos termina recibiendo sus beneficios sin tener que pagar por ello. Finalmente, dicho bien o servicio se divide con independencia de la cantidad a que cada uno contribuye a tener o producir en tales bienes o servicios. Es decir, el propietario de las instalaciones de transmisión no ve provecho alguno en invertir en éstas o en diseñarlas con holguras, por cuanto un tercero podría eventualmente aprovecharse de dicha inversión, sin haber contribuido económicamente a ellas.

---

<sup>76</sup> PANEL DE EXPERTOS, Dictamen N°3-2012, Voto de Prevención de Pablo Serra. Pág. 92. LE BLANC, Arturo y GORAB, Daniela. Acceso abierto: ¿cuál es su verdadero sentido y alcance? En Revista de Derecho Administrativo Económico, N°18. Año 2014. Pág. 236.

En el mismo sentido se ha pronunciado la OECD al explicar dicha situación, a propósito de la falta de respaldo de la doctrina de las instalaciones esenciales en Estados Unidos, “La segunda perspectiva se refiere a que forzar el acceso bajo la aplicación de la teoría de las facilidades esenciales implica que cambien los incentivos para invertir en este tipo de instalaciones. Por un lado, los incentivos para obtener ganancias e invertir se reducen al existir la obligación de permitir el acceso a los competidores. Por otro lado, si se busca mantener la calidad del servicio, el nivel óptimo de inversión podría ser superior al que el propietario de la instalación realizaría, en base a su propio uso. Por esta razón, las mediciones de calidad de servicio e incentivos para invertir en instalaciones esenciales pueden ser importantes cuestiones normativas en casos de instalaciones esenciales.”<sup>77</sup>

---

<sup>77</sup> Traducción libre. Texto original: “*The second perspective is that forcing access under an essential facilities theory is likely to change the incentives to invest in such facilities. On one hand, profit incentives to invest are lessened by being forced to grant access to competitors. On the other hand, if service quality is to be maintained, the optimal investment level may exceed that which the facility owner would make, based on its own use. For this reason, quality of service measurements and incentives to invest in essential facilities can be important policy issues in essential facilities cases.*” OECD (2006) Policy Roundtables: Access to Key Transport Facilities. 2006. Pág.26.



#### **4. Historia de la Ley 19.940 o “Ley Corta I”.**

La normativa existente en Chile con anterioridad a la promulgación de la denominada Ley Corta I, intentó atenuar las condiciones propias de monopolio natural que caracterizan al mercado eléctrico de la transmisión.

Bajo dicho contexto, se habían establecido ‘servidumbres de paso de energía eléctrica’ respecto de las cuales los dueños de instalaciones de transmisión se encontraban obligados a permitir el paso de energía a los terceros que estuvieran interesados en transportarla por sus líneas, a cambio de una retribución económica que indemnizara a los propietarios de dichas instalaciones por los costos de inversión y los costos de operación y mantenimiento incurridos, los llamados peajes de transmisión. Cabe mencionar que esta servidumbre forzosa recaía sólo sobre las instalaciones constituidas al amparo de una concesión o que en su trazado utilizaran bienes nacionales de uso público.

Dicho pago se sumaba a los peajes que debían cancelar las centrales generadoras a los dueños de su ‘área de influencia’, que consistía en el conjunto de líneas, subestaciones y demás instalaciones eléctricas de transmisión que se veían afectadas por la inyección de energía y potencia que realizaba la generadora. Así, la empresa generadora debía pagar un peaje básico por el uso de dichas instalaciones, y, eventualmente, un peaje adicional, por la comercialización de la energía mediante contratos de suministros respecto de consumos fuera del ‘área de influencia’. Tal como lo ha señalado la doctrina, dicha incertidumbre en la determinación del monto de los peajes, sumada a la poca claridad en la definición que entregaba la ley respecto de las ‘áreas de influencia’, dio lugar a largos debates y conflictos resultantes de la negociación de estos peajes entre las propietarias de sistemas de transmisión y las generadoras, cuya falta de acuerdo terminaba finalmente resolviéndose ante tribunales arbitrales.

Así también, bajo la antigua ley, y en cuanto a las inversiones que debían realizar los propietarios de instalaciones de transmisión, las empresas solo incrementaban su servicio en la medida que se igualasen el costo marginal de proporcionar dicho servicio con su precio de mercado, independiente de la creciente demanda de oferta y energía, de manera de minimizar sus costos de producción y maximizar sus ingresos. Esta situación de falta de incentivos para invertir en nuevas instalaciones derivó en “una falla funcional en el sistema eléctrico, por cuanto se generaron ‘cuellos de botella’ relevantes en diversos puntos del sistema, afectándose la calidad del suministro y los costos para los consumidores.”<sup>78</sup>

El Mensaje Presidencial de la Ley 19.940, recogió dichas problemáticas, señalando que “No considerar las economías de escala presentes en el segmento de transmisión provoca un desequilibrio financiero que impide que éste se rente, pues los costos marginales con los cuales se le tarifica resultan inferiores a los costos medios del negocio de transmisión. En ese sentido, la teoría marginalista se

---

<sup>78</sup> EVANS E., EUGENIO y SEEGER C., MARÍA CAROLINA. Derecho Eléctrico. Edición actualizada por Eugenio Evans Espiñeira. 2010. Chile. Pág. 147.

convierte sólo en un referente o marco para el sistema de transmisión, debiendo el regulador hacer las correcciones necesarias para establecer los adecuados equilibrios financieros, y el correcto desarrollo y funcionamiento del mercado eléctrico en su conjunto.”<sup>79</sup>

En consecuencia, la Ley Corta I incorporó a nuestro ordenamiento jurídico los más significativos cambios en materia de transmisión desde la promulgación de la llamada Ley Eléctrica y reconoció la importancia de contar con una adecuada regulación de dicho segmento, de manera que la actividad económica de transmisión se ejerza como servicio público, opere bajo condiciones de confiabilidad y calidad, y a su vez cumpla con las necesidades propias de todo sistema eléctrico en cuanto a modernización se refiere. Así, con la promulgación de la Ley 19.940, se intentó reactivar las inversiones en transmisión, y compatibilizar dicha expansión con la propiedad y administración de carácter privado, propio de este segmento.

Dichas modificaciones fueron fundamentales para el desarrollo de los demás segmentos del mercado eléctrico, por cuanto “Los sistemas de transmisión constituyen la infraestructura que permite el acceso de los productores al mercado, y de los consumidores a las opciones de suministro; su desarrollo adecuado y la no discriminación en la distribución de sus costos entre distintos usuarios, son condiciones esenciales para que el mercado de energía eléctrica funcione en forma eficiente.”<sup>80</sup>

Por otro lado, la promulgación de esta ley buscó disminuir el alto grado de integración vertical transmisión-generación que existía y que finalmente se traducía en incentivos al uso discriminatorio de la transmisión como instrumento de competencia desleal, principalmente mediante la incorporación de ciertas restricciones para los propietarios de los sistemas de transmisión troncal, las que se encuentran reguladas específicamente en el Artículo 7 de la LGSE. Tal como lo señaló la doctrina al referirse a la importancia de estas estipulaciones, “La LGSE ha establecido un régimen de desintegración vertical de la propiedad en las empresas de transmisión troncal que viene a dar efectividad al principio de acceso abierto al uso de sus instalaciones y a la función de neutralidad del transporte troncal en el mercado de la generación y comercialización de energía.”<sup>81</sup>

Por ende, la Ley Corta I sentó las directrices del sistema regulatorio vigente en la actualidad para el ejercicio de la actividad de transmisión eléctrica, a saber, la definición de la actividad de transmisión como un servicio público; el establecimiento de un nuevo mecanismo de expansión de las redes; la diferenciación de los distintos tipos de redes y sistemas de transmisión de acuerdo a su funcionalidad y objetivos, y de un esquema de remuneraciones para cada uno; y la consagración de una nueva regulación

---

<sup>79</sup> BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL DE CHILE. Historia de la Ley N°19.940. Regula sistemas de transporte de Energía Eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la ley general de servicios eléctricos. 13 de marzo de 2004. Mensaje Presidencial. Pág.10.

<sup>80</sup> *Ibíd.* Pág. 11

<sup>81</sup> SEPÚLVEDA R., ENRIQUE. Sistema y Mercados Eléctricos. Editorial Legal Publishing. 2010. Chile. Pág. 109.

para el uso y acceso a las instalaciones de los sistemas de transmisión, en reemplazo de la institución de “servidumbres de paso”.

Como resultado de lo anterior, se clasificaron las instalaciones de transmisión en las tres categorías que conocemos hoy: Sistemas de Transmisión Troncal, Sistemas de Subtransmisión y Sistemas de Transmisión Adicional. Al calificarse la actividad de transporte de energía por los sistemas Transmisión Troncal y de Subtransmisión como ‘servicio público’, se reconoció dicha actividad como “un servicio de interés de la comunidad, asociado a un producto que, por ser de primera necesidad, requiere una prestación continua, regular, uniforme y permanente, por lo que queda sujeto a la obligación de servicio, y a la obligación correlativa de inversión”.<sup>82</sup> Sin embargo, la prestación del servicio público de transporte de electricidad es muy diferente en la práctica al resto de las actividades calificadas como tal, por cuanto se busca asegurar la prestación de dicho servicio de utilidad pública de manera de preservar las condiciones necesarias de calidad y seguridad de suministro, otorgando a los inversionistas mayor seguridad jurídica, mediante la protección de la competencia en dicho mercado y la inexistencia de barreras de entrada legales para los nuevos agentes, fuera de las propias de la actividad de transmisión. Así, a diferencia de lo que ocurre con las actividades realizadas por las empresas de servicio público sanitarias o de telecomunicaciones, respecto del transporte por sistemas troncales y de subtransmisión, la concesión eléctrica es facultativa para los interesados, ya que sólo se contempla como “un título administrativo que habilita a su titular para imponer servidumbres legales y obtener la ocupación de bienes nacionales de uso público.”<sup>83</sup>

---

<sup>82</sup> Comisión Nacional de Energía. La Regulación del Segmento Transmisión en Chile. 2005. Pág. 35.

<sup>83</sup> SEPÚLVEDA R., ENRIQUE. Sistema y Mercados Eléctricos. Editorial Legal Publishing. 2010. Chile. Pág. 104.

## **5. Nueva regulación respecto del uso y acceso a las instalaciones.**

En relación a la conexión a las instalaciones de transmisión, la Ley Corta I instauró en Chile el régimen de acceso abierto obligatorio para los propietarios de instalaciones de transmisión troncal y de subtransmisión. Tal como se señaló anteriormente, el mecanismo que existía en Chile para regular la interconexión de las empresas generadoras a instalaciones del sistema de transmisión consistía en ‘servidumbres de paso’. Dicha institución se encontraba regulada en los artículos 50 y siguientes de la Ley Eléctrica y establecía que los propietarios de líneas eléctricas, subestaciones y obras anexas, estaban obligados a constituir sobre éstas servidumbres de uso en favor de las empresas generadoras y los usuarios no sometidos a regulación de precios, con el objetivo de permitir el paso de energía eléctrica a través de sus instalaciones. Estas servidumbres forzosas sólo aplicaban respecto de aquellas líneas que hicieran uso de las servidumbres a que se refería el referido Artículo 50 (hoy Artículo 51 de la LGSE), esto es, aquellas constituidas administrativamente, en el título de concesión eléctrica y las que usen bienes nacionales de uso público en su trazado.

De esta forma, el Artículo 50 de la Ley Eléctrica, señalaba “Las concesiones de líneas de transporte, subestaciones y de servicio público de distribución crean en favor del concesionario las servidumbres: 1.- Para tender líneas aéreas o subterráneas a través de propiedades ajenas; 2.- Para ocupar los terrenos necesarios para el transporte de la energía eléctrica, desde la central generadora o subestación, hasta los puntos de consumo o de aplicación; 3.- Para ocupar y cerrar los terrenos necesarios para las subestaciones eléctricas, incluyendo las habitaciones para el personal de vigilancia.”

En el mismo sentido, el antiguo Artículo 51 rezaba “Los propietarios de líneas eléctricas estarán obligados a permitir el uso de sus postes o torres para el establecimiento de otras líneas eléctricas, y el uso de las demás instalaciones necesarias para el paso de energía eléctrica, tales como líneas aéreas o subterráneas, subestaciones y obras anexas. Esta obligación sólo es válida para aquellas líneas que hagan uso de servidumbre a que se refiere el artículo 50° y las que usen bienes nacionales de uso público como calles y vías públicas, en su trazado.”

En consecuencia, luego de la modificación de la Ley Eléctrica, se eliminó el régimen de servidumbre forzosa imperante hasta ese momento, y la obligatoriedad de prestar el servicio de transmisión, que en los sistemas de transmisión troncal y subtransmisión constituye un servicio público, quedó garantizada por el régimen de acceso abierto respecto de las instalaciones de transmisión. En la Ley Corta I se precisó que dicho acceso se efectuaría bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de una remuneración, esto es, pago de peajes, calculados ahora en base a un “área de influencia común” definida en el artículo 102, letra c).

Cuadro 4. Resumen de las modificaciones incorporadas con la Ley 19.940.

CARACTERISTICA	DFL N°1 1982	DFL N°1, LEY 19.940
Carácter de la Transmisión	No es servicio público.	Servicio público, con excepción del Sistema Adicional.
Distinción estructural de subsegmentos	No distingue, si bien identifica funcionalidad a la generación y a la comercialización.	Distingue tres: Troncal, Subtransmisión y Adicional.
Requisito de concesión o permisos	No es obligatorio, si bien útil en la práctica.	No es obligatorio, si bien útil en la práctica.
Obligación de acceso abierto	Sólo a instalaciones establecidas bajo concesión o que utilicen bienes nacionales de uso público (BNUP).	Acceso abierto a Troncal, Subtransmisión y a Adicional en la medida que se ha establecido bajo concesión, utilicen BNUP y tengan capacidad disponible.
Obligación de ampliación	Sólo a instalaciones establecidas bajo concesión y mediante acuerdo bilateral.	Sólo en troncal y en subtransmisión, a requerimiento del crecimiento general de la demanda.
Decisión de ampliación	Descentralizada y mediante acuerdo bilateral operador-usuario.	Centralizada en troncal, unilateral en subtransmisión conforme al criterio del operador.
Determinación de la remuneración	Acuerdo bilateral con procedimiento supletorio y mecanismo de resolución de conflictos.	Peajes fijados por la autoridad en troncal y subtransmisión. Acuerdo bilateral en adicional.
Períodos de vigencia de pagos	5 años.	4 años.
Sujeción a cumplimiento de calidad de servicio	Sí.	Sí.
Sujeción a instrucciones de coordinación	Sí.	Sí.
Mecanismo de resolución de conflictos	Sólo respecto de conflictos bilaterales.	Respecto de conflictos bilaterales y conflictos con la autoridad.
Limitaciones a integración vertical	No existen limitaciones.	Limita la participación de operadores de otros segmentos en la transmisión troncal.

Fuente: Comisión Nacional de Energía. La regulación del Segmento Transmisión en Chile. 2005.

## 6. Concepto y condiciones del Acceso Abierto.

Tal como señalamos anteriormente, el régimen de acceso abierto, como lo conocemos hoy, fue incorporado a la LGSE con la Ley Corta I, mediante la cual se consagró un mecanismo legal cuyo objetivo consistía principalmente en facilitar a los generadores y a las concesionarias de distribución la conexión a la red de transmisión, sujeto a ciertas obligaciones y prerrogativas para los agentes de mercado.

Con anterioridad a la promulgación de dicha normativa, ya la doctrina se refería a la importancia del acceso abierto a nivel mundial en la promoción de la competencia en el segmento de la generación, “El acceso abierto en instalaciones de transmisión está adquiriendo cada vez mayor relevancia para las empresas eléctricas y organismos estatales reguladores de todo el mundo. Muchos países han considerado o están considerando desregular sus sectores de energía eléctrica para promover la competencia entre generadores y crear condiciones de mercado en el segmento, que se consideran son condiciones necesarias para aumentar la eficiencia de la generación de energía eléctrica y su distribución, ofertando un precio más bajo, y un servicio de mayor calidad y seguridad. Una condición necesaria para que se promueva la libre competencia es que los generadores puedan llegar a los consumidores a través de los sistemas de transmisión, situación que se puede alcanzar mediante un régimen de acceso abierto”.<sup>84</sup>

Así, en el Artículo 77 de la Ley Eléctrica, se instauró el régimen de acceso abierto, señalándose “Las instalaciones de los sistemas de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión de cada sistema eléctrico están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión que corresponda de acuerdo con las normas de este Título. En los sistemas adicionales sólo estarán sometidas al régimen de acceso abierto aquellas líneas que hagan uso de las servidumbres a que se refiere el artículo 51 y las que usen bienes nacionales de uso público, como calles y vías públicas, en su trazado.”

De esta forma, la ley estableció como uno de los objetivos de la operación coordinada del sistema eléctrico, y por ende de los CDEC, el “garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión”. Es decir, las instalaciones de dichos sistemas, dada su calificación de servicio público, se encuentran sometidas al régimen de acceso abierto y pueden ser utilizadas por terceros bajo

---

<sup>84</sup> Traducción libre. Texto original: *Transmission open access is receiving increasing attention by power utilities and regulatory state bodies worldwide. Many countries have considered or are considering deregulating their electric power sectors to allow for competition among generators and to create market conditions in the sector, that are seen as necessary conditions for increasing the efficiency of electric energy production and distribution, offering a lower price, higher quality and more secure product. A necessary condition for competition to take place is that of generators being able to reach consumers through the transmission network, which can be achieved through open access schemes.* RUDNICK, Hugh. *Transmission Open Access in Chile. Invited paper, fifth plenary session of the Harvard Electricity Policy Group.* Octubre, 1994. Pág.1.

condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración que corresponda.

En cambio, para el caso del sistema de transmisión adicional, dado que está fundado principalmente en la contratación privada, el régimen de acceso abierto tiene aplicación restrictiva, ya que sólo están sometidas a él las instalaciones y líneas de transmisión que hagan uso de las servidumbres forzosas establecidas mediante concesión eléctrica, y las que usen bienes nacionales de uso público en su trazado. En caso de cumplirse dichas condiciones, los propietarios de las instalaciones de transmisión adicional no podrán negar el acceso a terceros que lo soliciten, siempre y cuando exista capacidad técnica de transmisión, la que será determinada por la Dirección de Peajes del CDEC, con independencia de la capacidad contratada. En todo caso, los terceros interesados deberán pagar un peaje o remuneración por la utilización de las instalaciones.

En consecuencia, podemos definir el acceso abierto como aquel mecanismo legal en virtud del cual, al cumplirse determinadas condiciones establecidas en la normativa eléctrica, los propietarios de instalaciones de los sistemas de transmisión se ven en la obligación de permitir el acceso a otros agentes del mercado eléctrico, bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias, pero a cambio de pagar un peaje o remuneración por dicha utilización.

## **7. Usuarios del Acceso Abierto.**

La doctrina ha entregado una definición de ‘acceso abierto’ a partir de lo que dispone la normativa eléctrica, desde la perspectiva de los usuarios de las instalaciones de transmisión, señalando “el acceso abierto establecido en la LGSE constituye un derecho a inyectar, transferir o retirar energía y potencia al sistema eléctrico a través de las instalaciones de transmisión, a fin de aumentar la competencia en el segmento de generación, puesto que permite a todos los actores, sin discriminación, acceder a las instalaciones necesarias para transitar su energía”.<sup>85</sup>

El Artículo 78 de la LGSE insta el principio de presunción de uso respecto de los sistemas de transmisión, y con ello determina quienes serán los eventuales usuarios del acceso abierto. En efecto, dicha norma dispone “Toda empresa eléctrica que inyecte energía y potencia al sistema eléctrico con plantas de generación propias o contratadas, así como toda empresa eléctrica que efectúe retiros de energía y potencia desde el sistema eléctrico para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, hace uso de aquellas instalaciones del sistema de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión y adicionales que correspondan conforme a los artículos siguientes, y deberán pagar los respectivos costos de transmisión, en la proporción que se determine de acuerdo a las normas de este Título.”

Por tanto, los usuarios del acceso abierto, de conformidad a lo consagrado por la LGSE, son principalmente quienes inyectan energía al sistema, y quienes efectúan posteriormente retiros, para comercializar la energía y llevarla luego a empresas distribuidoras y a clientes libres. Éstas serán siempre las empresas generadoras de energía, ya que son ellas las que en virtud de su actividad de suministro de energía estarán obligadas a pagar los costos asociados a la transmisión a las empresas propietarias u operadoras de dicho sistema, como se detallará en el siguiente Capítulo.

---

<sup>85</sup> LE BLANC, ARTURO y GORAB, DANIELA. Acceso abierto: ¿cuál es su verdadero sentido y alcance? En Revista de Derecho Administrativo Económico, N°18. Año 2014. Pág.233.



### CAPITULO III

#### ALCANCE Y EXTENSIÓN DEL ACCESO ABIERTO

##### **1. Aplicación práctica del régimen de Acceso Abierto**

El régimen de acceso abierto se ha posicionado este último tiempo como una de las instituciones más importantes para mantener el dinamismo del mercado eléctrico y facilitar sus condiciones de acceso, por cuanto su implementación ha permitido y favorecido la ampliación de la matriz energética y la intervención de nuevos generadores en el mercado eléctrico—destacando especialmente los de energía renovable no convencional- quienes se han visto atraídos por mejores condiciones de mercado al inyectar y despachar su energía al sistema.

Recordemos que bajo la legislación actual, para los propietarios de instalaciones del sistema de transmisión troncal y de subtransmisión es obligatorio dar acceso a terceros, a diferencia de lo que ocurre respecto de los propietarios de las instalaciones de transmisión adicional, cuya obligación de dar acceso se encuentra sujeta al cumplimiento de dos condiciones: que las líneas hagan uso de las servidumbres forzosas impuestas en virtud de concesiones eléctricas, y/o que usen bienes nacionales de uso público en su trazado. Así, respecto de los sistemas adicionales debe procurarse la implementación del régimen de acceso abierto bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, cuando exista capacidad técnica disponible.

Muy importante es para estos efectos, lo señalado en el Reglamento de los CDEC<sup>86</sup>, respecto de la función de dicho organismo en materia de acceso abierto: “Para los efectos del cumplimiento de las funciones del CDEC, todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote, a cualquier título, centrales generadoras, líneas de transporte, instalaciones de distribución y demás instalaciones señaladas en el Artículo 2° del presente reglamento, que se interconecten al sistema, estarán obligados a sujetarse a las instrucciones, procedimientos y mecanismos de coordinación del sistema que emanen, dentro de sus respectivas atribuciones, de los organismos técnicos necesarios de cada CDEC a que se refiere el Artículo 5° del presente reglamento, en la forma que establece su Título III, para efectos de: (...) d) Garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión adicionales de acuerdo a lo establecido en el inciso final del artículo 77° de la Ley”.

La materialización del acceso abierto en transmisión troncal, ocurre principalmente cuando los terceros interesados en hacer uso de dicho derecho buscan conectarse a las instalaciones de propiedad de una empresa transmisora, las que pueden ser parte de un sistema troncal, de subtransmisión o de transmisión adicional.

---

<sup>86</sup> Reglamento de los CDEC.

Tratándose de instalaciones troncales, en caso que el ejercicio de dicho derecho -y por ende, la realización de la conexión- requiera de obras adicionales o adecuaciones a las instalaciones, y éstas se incorporen dentro del proceso de revisión anual troncal, se procederá a la respectiva licitación de las obras de ampliación, según corresponda, fijadas por la autoridad en la respectiva resolución que contenga el plan de expansión troncal. En dicho caso, las obras que realizó el propietario de las instalaciones de transmisión, comenzarán a ser remuneradas una vez que ocurra su puesta en servicio, según el precio regulado previamente fijado.

En caso que las adecuaciones no se comprendan como obras de ampliación troncales en el plan de expansión, las obras serán de cargo del interesado en conectarse, debiendo el propietario, en todo caso, dar todas las facilidades necesarias que el acceso abierto se materialice.

Sin perjuicio de lo anterior, cuando se trate de adecuaciones que deban realizarse con motivo de la conexión de una obra nueva decretada en el respectivo plan de expansión, dichas adecuaciones serán de cargo del propietario de la respectiva instalación de transmisión.

Distinto es lo que sucede en subtransmisión, donde existe la obligación de servicio, sin considerarse explícitamente la de invertir en las instalaciones. Así, no existe la obligación expresa de contribuir a la expansión del sistema, ni tampoco se considera un proceso de planificación centralizada como ocurre en transmisión troncal, por lo que las obras adicionales necesarias para perfeccionar la conexión serán siempre de cargo del interesado en conectarse, debiendo éste realizarlas a su propio costo. Lo anterior, siempre en observancia de la obligación que la legislación le impone a los propietarios de las instalaciones de subtransmisión, de propiciar todas las condiciones para que se materialice el acceso abierto.

Por otro lado, tanto para ambos sistemas como para los sistemas de transmisión adicional, quienes ejercen el derecho a acceso abierto deben negociar directamente con el propietario de las instalaciones las condiciones de los respectivos contratos de conexión, aun cuando los propietarios de las instalaciones se vean obligados por ley a propiciar dicho acceso. Asimismo, “desde una perspectiva sistémica, se requiere perfeccionar el ordenamiento para establecer donde se harán los seccionamientos de la red existente, que den garantías o facilidades para las conexiones futuras y otorguen la capacidad para poder seguir garantizando, en los espacios disponibles tanto físicos como eléctricos, el Acceso Abierto.”<sup>87</sup>

En la práctica, propietarios y usuarios del acceso abierto se han visto enfrentados porque no se encuentra definido quién es responsable de la ampliación de una subestación cuando en ella concurren tramos de diferentes segmentos, y “nuevas instalaciones, ya sea de generación, transporte o consumo

---

<sup>87</sup> COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. Minuta Grupo de Trabajo Tx de “Acceso Abierto”. 2015. Pág.2.

presentan dificultades al momento de concretar el paso final que es la interconexión al sistema, lo cual presenta barreras de entrada al no estar claro quién es el responsable de la ampliación de esos sistemas, cuándo y cómo debe hacerse.”<sup>88</sup>

Asimismo, en los sistemas de transmisión adicional, la aplicación práctica del acceso abierto no se ha visto exenta de dificultades, por cuanto existen múltiples aspectos respecto de dicho régimen que aún se encuentran indeterminados en la Ley y que contribuyen a obstaculizar el desarrollo de proyectos y la interacción de los distintos agentes del mercado eléctrico. Así, entre las principales disyuntivas a las que se ven enfrentados los generadores y los transmisores –en su calidad de principales beneficiados o afectados por el acceso abierto- y que en su mayoría han terminado en discrepancias presentadas ante el Panel de Expertos para su resolución, destacan las relacionadas con la determinación de la capacidad técnica disponible de una línea de transmisión adicional, y de la extensión del régimen de acceso abierto y los derechos y obligaciones que éste conlleva, temas que serán abordados a continuación.

---

<sup>88</sup> *Ibíd.* Pág.3.

## 2. Extensión del régimen de Acceso Abierto

La Ley no es clara al precisar la extensión de la obligación del propietario de instalaciones de un sistema de transmisión adicional al otorgar acceso a terceros interesados. Tampoco han sido lo suficientemente precisos los pronunciamientos del Panel de Expertos al resolver las disyuntivas surgidas entre los distintos participantes del mercado, y parte de la doctrina ha considerado incluso que dicha institución no ha sido consistente en sus dictámenes al interpretar la ley, ni ha resuelto en armonía con otros principios básicos del derecho privado.

Dado que no existe una definición expresa de acceso abierto en la Ley, se discute si éste sólo es un acceso a las instalaciones de transmisión necesarias para materializar dicho acceso o si también abarca la posibilidad de intervenir otros espacios físicos dentro de una subestación, situación que puede derivar en una eventual afectación del derecho de propiedad del titular de las instalaciones.

En consecuencia, las discrepancias presentadas al Panel en materia de extensión del acceso abierto, se han centrado principalmente en determinar si dicho principio debe interpretarse de forma restrictiva o extensiva, de manera que implique un acceso obligatorio sólo a las redes de transmisión o también al resto de las instalaciones físicas de propiedad de las empresas transmisoras, permitiéndose la posibilidad de alojar equipos de terceros en los espacios libres que existan dentro de una subestación.

Asimismo, al interior de las subestaciones es muy probable que confluyan líneas y equipos pertenecientes a distintos sistemas, por lo que “resulta confuso establecer el límite entre el servicio público y la libre disposición de los bienes; entre el acceso abierto y el derecho de propiedad; y finalmente, entre el bien público y el derecho privado.”<sup>89</sup>

En este sentido, parte de la doctrina se ha pronunciado favoreciendo una interpretación restrictiva del acceso abierto, por cuanto el verdadero espíritu de dicha institución y el fin último de dicho mecanismo reside en que los generadores puedan inyectar y/o retirar energía desde las instalaciones de transmisión, por lo que “el transmisor debe dar acceso abierto, no discriminatorio, sólo a su red – infraestructura cuello de botella- es decir, en lenguaje más técnico, a las barras situadas en los patios de las subestaciones de los transmisores.”<sup>90</sup>

En la práctica, cuando se trata de sistemas de transmisión respecto de los cuales existe la obligación de dar acceso (según los casos analizados anteriormente), las empresas propietarias de dichas instalaciones dan acceso físico a los interesados, en la medida que éstos puedan materializar su conexión a la barra, instalando los elementos que sean necesarios e inherentes a las líneas, tales como paños, marcos, y otros equipos mínimamente necesarios para conectarse.

---

<sup>89</sup> COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. Acceso Abierto. Minuta Grupo de Trabajo TX. 2015. Pág. 2.

<sup>90</sup> LE BLANC, ARTURO y GORAB, DANIELA. “Acceso abierto en transmisión eléctrica: ¿cuál es su verdadero objetivo y alcance?”, en Revista de Derecho Administrativo Económico, N°18. Año 2014. Pág. 242.

Así, el mismo Mensaje de la Ley N°19.940 recoge las razones que dieron origen a la regulación inicial en materia de acceso abierto, señalando “En particular, se observan (...) limitaciones en el segmento de transmisión que ponen en riesgo la calidad y abastecimiento en ciertas zonas del país; debilidad en los sistemas de regulación de precios en algunos segmentos de la industria, especialmente en la determinación de los peajes de transmisión, que inciden en el objetivo de asegurar la inversión y el desarrollo de la calidad y seguridad de suministro, y, por otra parte, dificultan el libre acceso de prestadores al mercado, constituyéndose en barreras de entrada a nuevos actores y reduciendo la competitividad del mercado.”<sup>91</sup>

Así, una interpretación restrictiva del régimen de acceso abierto, se fundamenta en que éste constituye un gravamen y eventualmente podría significar una vulneración a un derecho fundamental protegido y garantizado por la Constitución Política de la República en su Artículo 19 n°24, que asegura a todas las personas el derecho de propiedad en sus diversas especies sobre toda clase de bienes corporales o incorporales.

En la práctica, lo anterior encuentra justificación en que a los generadores les basta con acceder a las líneas de transmisión y subestaciones, y no requieren de un régimen de acceso más amplio para conectarse, entendido como tal la conexión a los equipos situados al interior de las subestaciones, o a los inmuebles en que éstas se encuentran asentadas. Por tanto una interpretación extensiva del acceso abierto implicaría exceder el ámbito de aplicación en que fue pensada desde su discusión en el Congreso la incorporación de una norma como ésta, que se vio justificada en la necesidad de reducir el gran número de barreras de entrada que existían y promover la intervención de nuevos actores en el mercado de la generación.

Asimismo, cabe mencionar que permitir el acceso físico al interior de las subestaciones más allá de aquel que permita al interesado en conectarse materializar su conexión, o los requerimientos de acceso a inmuebles o a terrenos con objeto de alojar equipos mayores que ya no son parte de la línea, son efectuados únicamente por otras empresas transmisoras, ya no por generadoras. En consecuencia, una interpretación extensiva del acceso abierto podría significar una importante desventaja económica para el propietario de la instalaciones, por cuanto sólo beneficiaría a otras empresas transmisoras y fomentaría además con ello la aparición de terceros en calidad de *free riders*, que se verían atraídos por las condiciones de operación de dicha institución, por cuanto el transmisor estaría obligado a “dar entrada” a sus instalaciones a otros competidores directos, y a su propio cargo y costo permitir que éstos instalen sus equipos en sus subestaciones.

---

<sup>91</sup> BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL DE CHILE. Historia de la Ley N°19.940. Regula sistemas de transporte de Energía Eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la ley general de servicios eléctricos. 13 de marzo de 2004. Pág. 11.

Adicionalmente, una interpretación restrictiva del régimen de acceso abierto se fundamenta en la misma nomenclatura utilizada por el legislador al referirse en el Artículo 77 inciso primero de la Ley a los beneficiarios del régimen de acceso abierto como “usuarios”, y en el Artículo 78 inmediatamente posterior, aclara que quiénes hacen uso de los sistemas de transmisión son aquellos que realizan inyecciones y retiros.

Tal como se señaló anteriormente, en la práctica, los usuarios de los sistemas de transmisión son, por un lado, las generadoras que realizan inyecciones de energía y potencia, y por otro lado, las generadoras y clientes libres que realizan retiros. Así, las generadoras son las que pagarán el peaje correspondiente al transmisor, valor que traspasarán posteriormente a las distribuidoras cuando celebren los respectivos contratos de suministro. Dicha disposición se complementaría con lo señalado en el Artículo 80 “Las empresas señaladas en el artículo 78° deberán pagar a él o los representantes de las empresas propietarias u operadoras del respectivo sistema de transmisión troncal, de los sistemas de subtransmisión y de los sistemas adicionales que correspondan, los costos de transmisión de conformidad con la liquidación que efectúe la Dirección de Peajes del respectivo CDEC (...)”.

En el mismo sentido, los autores partidarios de una interpretación restrictiva del acceso abierto, reconocen en la aplicación extensiva de dicho mecanismo posibles externalidades negativas, por cuanto ésta podría derivar en un desincentivo para los transmisores de invertir en las instalaciones de transmisión, o en grandes riesgos operacionales para quienes ven afectado su derecho de propiedad por la instalación de equipos de otras transmisoras, sin contar con estándares técnicos y operacionales previamente definidos por el regulador, que permitan delimitar las responsabilidades de cada uno. Así, la seguridad del sistema podría verse gravemente afectada, pudiendo incluso ocasionar interrupciones de suministro, por cuanto el propietario pierde el control respecto de los equipos y conexiones que los terceros realicen a sus instalaciones.

Por otro lado, cabe destacar que los organismos gubernamentales se han pronunciado en escasas oportunidades respecto de la interpretación de régimen de acceso abierto, pero no han tenido una posición uniforme respecto al alcance y extensión de dicha obligación. En efecto, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles se refirió en una oportunidad<sup>92</sup>, en respuesta a una consulta efectuada por un titular, a los tipos de instalaciones adicionales que se encontrarían sujetas a un régimen de acceso abierto, señalando que “revisada la historia fidedigna del establecimiento de la Ley N°19.940 (...), fuera del hecho de no encontrarse en ella discusión alguna sobre el establecimiento de alguna limitación relacionada con la clase de instalación a que puede accederse abiertamente en los sistemas adicionales, aparece claro que su espíritu es el de establecer una regulación que propenda a la eficiencia y racionalidad

---

<sup>92</sup> SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES. Oficio N° 1672, de 30 de marzo de 2009.

en el funcionamiento de los sistemas eléctricos interconectados, eficiencia y racionalidad que se alcanzan, en esta parte, permitiéndose el acceso abierto a toda instalación de los sistemas de transmisión adicionales, en tanto cumple con los requisitos del inciso 2° del artículo 77 de la Ley Eléctrica”<sup>93</sup>.

Bajo dichos supuestos planteados por la autoridad para el caso de las instalaciones de transmisión adicional, podríamos inferir, que en virtud de los criterios de eficiencia y racionalidad que se usaron al promulgar la Ley 19.940, la obligación de acceso abierto para los casos de instalaciones de transmisión troncal y subtransmisión alcanzaría no sólo a las líneas, sino que a todas aquellas instalaciones necesarias para hacer más eficiente el funcionamiento del sistema de transmisión, por cuanto “la interpretación contraria obligaría a los requirentes ‘a construir nuevas subestaciones terminales para hacer uso de las líneas asociadas’, interpretación que precisamente le restaría eficiencia y racionalidad al funcionamiento del sistema eléctrico interconectado”<sup>94</sup>.

En nuestra opinión, una interpretación extensiva del régimen de acceso abierto no se justifica ya que tal como se revisó anteriormente, el acceso abierto se concibió desde un principio como una herramienta para fomentar la competencia en el segmento de generación, de manera que los interesados en invertir en éste no vieran ofuscados sus proyectos por una imposibilidad de conectarse al sistema de transmisión, proporcionándoles todas las condiciones y equipos mínimamente necesarios para materializar la conexión; y no como una herramienta que entregue acceso físico irrestricto a otros transmisores, que propicie en contra del propietario de la instalaciones condiciones considerablemente desventajosas en relación a sus competidores.

Adicionalmente, podríamos concluir de una interpretación armónica de sus artículos, que la misma Ley señala que los usuarios del acceso abierto son los generadores, por cuanto son éstos los que hacen uso de los sistemas de transmisión al realizar inyecciones y retiros. Por ende, la afectación al derecho de propiedad del dueño de las instalaciones sólo encuentra justificación en permitir la inyección o retiro de energía por parte de los generadores, mediante el acceso a la red, y no respecto del acceso a otros activos como los terrenos o instalaciones físicas del transmisor por cuanto éstas no son necesarias para acceder al sistema de transmisión.

---

<sup>93</sup> *Ibíd.*

<sup>94</sup> *Ibíd.*

### 3. Determinación de la capacidad técnica disponible de una instalación adicional.

Hoy es el CDEC, en su calidad de garante del acceso abierto, el órgano competente encargado de determinar la capacidad técnica disponible de un sistema adicional, para efectos de señalar si procede su uso por terceros interesados, como resultado de la aplicación del régimen de acceso abierto. Así, el Art. 77° de la Ley señala en su inciso final: “Los propietarios de las instalaciones de los sistemas adicionales sometidas al régimen de acceso abierto conforme a este artículo no podrán negar el servicio a ningún interesado cuando exista capacidad técnica de transmisión determinada por el CDEC, independientemente de la capacidad contratada.”<sup>95</sup>

El escenario actual en materia de transmisión se caracteriza por su creciente déficit de líneas e infraestructura de transmisión, directamente proporcional al aumento del parque de generación, y en particular, de los medios de generación no convencionales<sup>96</sup>.

Dicha situación ha sido recogida por la doctrina, por cuanto se señala: “Al comparar los porcentajes de inyección de centrales generadoras ERNC durante el año 2010 y el año 2014, aparece un crecimiento significativo de la misma en el corto plazo, lo cual es causado, entre otras razones, por la publicación de la Ley 20/25 (antes por la Ley 20.257/2008 del Ministerio de Economía, Fomento y Construcción) y en parte por el corto plazo que requieren las unidades generadoras de energía renovable no convencionales en ponerse en operación. (...) El crecimiento anterior ha generado un déficit de la transmisión en Chile, en especial consideración a que en ocasiones el desarrollo del proyecto de generación se encuentra alejado de los centros de consumo. Tal déficit representa una barrera de entrada a la red de transmisión para las generadoras, en su mayoría ERNC, y a efectos de lograr un mejor acceso a la misma, la Agenda Energética<sup>97</sup> ha identificado la necesidad de expansión de la red de transmisión en los sistemas eléctricos y mejorar la competencia en el sector de generación como factores indispensables para tal objetivo.”<sup>98</sup>

Ahora bien, con objeto de que los distintos proyectos de generación puedan acceder a dichas líneas y no encuentren en la transmisión una barrera de entrada a futuras inversiones, y dado el escenario de múltiples interesados en utilizar la capacidad disponible de una línea adicional, el CDEC, y en particular la Dirección de Peajes, ha optado por considerar en su metodología de cálculo de la capacidad disponible, tanto la capacidad utilizada por los proyectos en operación, como la capacidad que se espera ocupen los proyectos declarados “en construcción”. Lo anterior, sin perjuicio de las condiciones que se pacten y materialicen finalmente en los respectivos contratos de conexión, por cuanto los derechos de

---

<sup>95</sup> El destacado es nuestro.

<sup>96</sup> Los medios de generación no convencionales se definen en el Art. 225 de la Ley Eléctrica.

<sup>97</sup> El autor se refiere al documento “Agenda de Energía: Un Desafío País, Progreso para Todos”, publicada por el Ministerio de Energía el 14 de mayo de 2014.

<sup>98</sup> LE BLANC CERDA, ARTURO y SIMONET, VERÓNICA. “Acceso abierto: superando barreras en su aplicación práctica.” En Actas de Derecho de Energía ADEner N°4, de la Pontificia Universidad Católica de Chile, año 2014. Pág. 7.



uso de las instalaciones de los sistemas de transmisión adicional sólo emanarán para sus propietarios una vez suscritos los contratos.

La atribución descrita en el párrafo precedente, se encontraría justificada en la misma legislación, ya que tal como lo ha señalado el propio CDEC, de aceptar la conexión de todos los proyectos, el sistema podría verse afectado por cuanto se pierde la garantía que la ley le da a los propietarios de los sistemas adicionales de no permitir la conexión de proyectos más allá de la capacidad técnica de la línea; y, en caso de aceptarse la conexión de los proyectos hasta que copen la línea, quedarían proyectos construidos sin la posibilidad de conectarse<sup>99</sup>.

Las condiciones anteriores fueron recogidas inicialmente por el Panel de Expertos en su Dictamen N°20-2013, en el que se validó explícitamente el método de cálculo de la capacidad de transmisión disponible utilizado por el CDEC-SIC, que consideró para dichos efectos la capacidad utilizada tanto por los proyectos en operación como por los proyectos declarados en construcción. Dicha discrepancia fue presentada por Pattern Chile Development Holdings SpA en contra de la Dirección de Peaje (“DP”) del CDEC-SIC, solicitando al Panel que declarara la capacidad disponible de una línea adicional para que Pattern pudiera conectar su proyecto de generación solar. Ello, por cuanto el CDEC-SIC había informado la falta de capacidad disponible de la línea en cuestión, lo que generó en consecuencia la interpretación de que no existía acceso abierto a ella. Tal como se señaló anteriormente, el CDEC-SIC utilizó en el cálculo de la capacidad disponible de la línea la capacidad utilizada por otro proyecto de generación no convencional, que recientemente había sido declarado en construcción. Así, el Panel concluyó, entre otras cosas, “En cuanto a la capacidad disponible, podría discutirse si es 45 MVA, derivada del uso actual de la línea, o es cero considerando el uso que hará en breve la central Eólica Taltal. La DP ha estimado pertinente, para calcular la capacidad disponible a la que podrían postular nuevos usuarios, incluir en su cálculo los proyectos declarados en construcción. En ausencia de disposiciones reglamentarias sobre la materia, el Panel no ve objeciones en las razones esgrimidas por la DP. Si no se consideraran dichos proyectos, otros inversionistas podrían iniciar la construcción de sus centrales sin disponer en realidad de capacidad de transmisión una vez terminadas éstas. En resumen, el Panel concuerda con la DP en cuanto a que la capacidad disponible actual de la línea Diego de Almagro-Paposo es cero.”

Cabe mencionar que en la práctica, la declaración en construcción es un acto unilateral del propietario de las instalaciones, que se efectúa mediante el envío de una carta a la Comisión Nacional de Energía y al respectivo CDEC, de conformidad a lo establecido en los artículos 31 y 33 del Reglamento

---

<sup>99</sup> Presentación de la Dirección de Peajes del CDEC-SIC de fecha 14 de enero de 2014, en el marco de la Discrepancia N°20-2013, presentada por Pattern Chile Development Holding SpA en contra de la Dirección de Peajes del CDEC-SIC.

para la Fijación de Precios de Nudo<sup>100</sup>. En dicha comunicación se indica que se han obtenido los respectivos permisos de construcción de obras civiles, o bien, se ha dado orden de proceder para la fabricación y/o instalación del correspondientes equipamiento eléctrico o electromagnético para la generación, transporte o transformación de electricidad. Por ende, la declaración en construcción, utilizada como un criterio para determinar la capacidad disponible de una línea, genera cierta incertidumbre para los actores del mercado, y en particular, para aquellos interesados en conectarse a una instalación de transmisión en aplicación del régimen de acceso abierto y para el propietario de la misma, por cuanto un tercero podría aprovecharse de dicha condición para reservar capacidad, en detrimento de los derechos que le asisten a los mismos.

Adicionalmente, en el Dictamen N°20-2013, el Panel recogió lo argumentado por el CDEC en cuanto a que su función consistía únicamente en determinar la capacidad disponible actual de una línea, y no pronunciarse respecto a la futura. “Además, indicó que para determinar tal capacidad era necesario conocer información detallada de los proyectos, tales como características específicas de las unidades generadoras, su ubicación exacta, tipo de conexión, tiempo de despeje de fallas y funcionamiento de los automatismos, entre otros. Todo lo anterior, de acuerdo a tal presentación complementaria, sólo podría ser determinado una vez que las empresas propietarias de los proyectos de generación entregasen los estudios de impacto al sistema.”<sup>101</sup>

Así, en virtud de lo anterior, se presenta un escenario de incertidumbre por cuanto nada garantiza que exista capacidad disponible cuando el generador requiera conectarse, esto es, una vez desarrollados los respectivos estudios y habiéndose adoptado ya las decisiones de inversión y financiamiento, independiente de si se encuentren o no declarados en construcción, ni tampoco que se respete su prioridad en caso que si lo hayan sido. Ello, por cuanto podría suceder que aún habiendo el CDEC determinado la capacidad disponible, y el tercero interesado se encuentre declarado en construcción, cuando posteriormente éste requiera conectarse dicha capacidad ya no esté disponible, ya sea porque el propietario hizo uso de la capacidad ociosa, o el tercero se atrasó en terminar la construcción, por diversos motivos.<sup>102</sup>

En el mismo sentido, el propietario de las instalaciones tampoco puede garantizar al tercero la conexión, por cuanto el único organismo habilitado para ello es el CDEC, por lo que ello resulta en una “dificultad para la empresa transmisora, toda vez que aun siendo una línea una instalación adicional, no puede responder con certeza a los inversionistas sobre la seguridad de conexión”<sup>103</sup>. Sin embargo, y tal

---

<sup>100</sup> Decreto N°86 del año 2013 del Ministerio de Energía, que “Aprueba el Reglamento para la fijación de Precios de Nudo”.

<sup>101</sup> LE BLANC, ARTURO y SIMONET, VERÓNICA. Acceso abierto: superando barreras en su aplicación práctica. Actas de Derecho de Energía. ADEner. Pontificia Universidad Católica de Chile. N°3. 2014. Pág. 10.

<sup>102</sup> Dicha situación no ha ocurrido en la práctica a la fecha, por cuanto dichos criterios y nuevas directrices fueron incorporados por el Panel recientemente.

<sup>103</sup> *Ibíd.* Pág. 15.

como se señaló anteriormente, éste no se pronunciará más que por la capacidad disponible actual de la respectiva instalación, capacidad que puede variar entre la etapa de estudios y la conexión.

En la práctica, y debido a la falta de regulación, el propietario de las instalaciones de transmisión ha considerado la prelación que se establece con la debida declaración en construcción, en relación a los proyectos de generación cercanos que requieran conectarse y tengan prioridad.

En definitiva, la incorporación de los proyectos declarados en construcción en el cálculo de la capacidad disponible de un sistema adicional, realizado por el CDEC, no otorga titularidad a los terceros respecto de un derecho de uso sobre dicha capacidad, cuyo origen finalmente viene dado por la celebración del contrato que identifique los respectivos derechos para ambas partes y la materialización del proyecto que finalmente se adjudicará la capacidad disponible. En este sentido, el Panel ha señalado que “No obstante, la capacidad disponible así determinada, conlleva como resultado el establecimiento de una prelación para el acceso abierto a favor del propietario del proyecto declarado en construcción, que le otorga preferencia ante otros terceros interesados. De otro modo el estudio del CDEC, como organismo de coordinación que debe garantizar el acceso abierto, devendría en una gestión inútil y errática.”<sup>104</sup>

Asimismo, y en relación a lo que señala el inciso final del Art. 77, dicha prioridad o prelación prevalecería independientemente de la capacidad contratada, por cuanto tal como se dispone en dicha norma, aun existiendo contratos celebrados entre terceros y el propietario de las instalaciones adicionales, éste no podrá negar el servicio a ningún interesado cuando exista capacidad técnica de transmisión determinada por el CDEC. Tal como lo ha señalado el Panel, “De este modo, la ley concibe la existencia de contratos relacionadas con la capacidad disponible, pero, a efectos del acceso abierto al uso del sistema, tales contratos no alteran ni condicionan los cálculos de capacidad disponible determinada por el CDEC.”<sup>105</sup>

Lo que en definitiva está precisando el Panel con dicha aseveración, es que bajo el régimen de acceso abierto regulado en la actual legislación, no se admite la reserva de capacidad, ni tratándose de proyectos propios de los propietarios del sistema adicional, ni respecto de proyectos de terceros que eventualmente busquen conectarse a dicho sistema, ya que existiendo capacidad técnica disponible determinada por el CDEC, el propietario de las instalaciones se verá en la obligación de dar acceso a quien lo solicite. Cabe preguntarse al respecto, en qué medida puede verse afectada la facultad de disposición que poseen los propietarios de las instalaciones adicionales, por cuanto se les puede obligar a dar acceso a sus sistemas, aun cuando ya han comprometido parte de la capacidad de sus instalaciones

---

<sup>104</sup> Dictamen N°4-2015, Panel de Expertos. “Discrepancia de Central Solar Desierto I SpA contra Sociedad Contractual Minera Franke respecto del acceso abierto a instalaciones de transmisión adicional”. Santiago 23 de junio de 2015. Pág. 26.

<sup>105</sup> *Ibíd.* Pág. 28.

en otros contratos celebrados con terceros, derechos que la autoridad desconocerá al calcular la capacidad disponible.

En consecuencia, tal como lo ha señalado la doctrina al pronunciarse sobre el respeto al derecho de propiedad del dueño y la fuerza vinculante de los contratos en el marco del acceso abierto, somos partidarios de que se regule la reserva de capacidad técnica en líneas adicionales, “con el objeto de respetar el marco contractual privado que viabilizó inversiones en instalaciones dedicadas, cosa que tratándose del Acceso Abierto, deberá traducirse en afectar dichas instalaciones con dicho régimen sólo cuando las mismas hacen uso de bienes nacionales de uso público o servidumbres eléctricas. En definitiva, se trata de concebir en estos supuestos que la contrapartida de hacer uso de estos bienes públicos o de estas limitaciones de la propiedad ajena (servidumbres eléctricas), conlleva como contrapartida para el usuario de estos insumos (bienes nacionales o servidumbres eléctricas), la carga económica de optimizar el uso de la infraestructura desplegada usando dichos insumos en beneficio de terceros.”<sup>106</sup>

De conformidad a lo expuesto anteriormente, las materias relacionadas con la determinación de la capacidad disponible de una línea por parte del CDEC, han sido llevadas en múltiples oportunidades ante el Panel de Expertos por los actores del mercado eléctrico, por cuanto la normativa vigente ha dejado entrever las lagunas legislativas que existen en dicha materia, y la falta de certeza jurídica a la que se ven expuestos tanto los titulares de los proyectos de generación que solicitan acceso, como los propietarios de las instalaciones de transmisión adicional que se ven obligados a darlo.

---

<sup>106</sup> QUINTANILLA, JORGE y BUSEL, BERNARDO. Informe sobre el Proyecto de Ley que establece nuevos Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del Sistema Eléctrico Nacional. Preparado para Transelec S.A. Santiago, 21 de Septiembre de 2015. Pág. 48.

**CAPITULO IV**  
**REMUNERACIÓN POR ACCESO ABIERTO**

**1. Obligación de Pagar Peajes en los Sistemas de Transmisión**

De conformidad a lo señalado en el capítulo anterior, la normativa eléctrica consagra la obligación de las empresas usuarias de los distintos sistemas de transmisión -esto es, aquellas que realicen inyecciones o retiros de energía y potencia- de pagar los respectivos costos que surjan de la transmisión de energía, según el cálculo efectuado por la Dirección de Peajes del CDEC. Precisamente, el Artículo 80 de la LGSE señala “Las empresas señaladas en el artículo 78° deberán pagar a él o los representantes de las empresas propietarias u operadoras del respectivo sistema de transmisión troncal, de los sistemas de subtransmisión y de los sistemas de transmisión adicionales que correspondan, los costos de transmisión de conformidad con la liquidación que efectúe la Dirección de Peajes del respectivo CDEC”.

Es así como la obligación de pagar peaje surge “por cuanto quien hace uso de las instalaciones ajenas para la transmisión de potencia y energía se beneficia con aquel uso, le reporta un conjunto de ventajas apreciables en dinero, por lo que una debida remuneración es fundamental para evitar un injusto enriquecimiento al interesado (dueño de una central generadora o usuario no sometido a regulación de precios). Por su parte, el propietario de instalaciones de transmisión al que se le ha impuesto el paso de electricidad se encuentra sujeto a una serie de limitaciones y obligaciones adicionales a ese gravamen; en efecto, debe mantenerse interconectado sin la posibilidad de modificar o retirar sus instalaciones desconectándolas libremente; debe efectuar el mantenimiento y cuidado de ellas y debe, además, acatar las decisiones e instrucciones de coordinación del respectivo CDEC”.<sup>107</sup>

La Ley ha dispuesto para cada tipo de sistema de transmisión un método diferente de cálculo de la remuneración a pagar, de acuerdo al peaje por uso y a la valorización de las instalaciones, de conformidad a lo establecido en el Artículo 78 de la LGSE.

El peaje que deben pagar las empresas que usen las instalaciones de los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión será determinado por la Dirección de Peajes del CDEC, de conformidad a los cálculos y procedimientos que se especifican en la Ley. Para el caso de los usuarios que busquen interconectarse a instalaciones de algún sistema de transmisión adicional, dicha determinación queda entregada a lo que determinen las partes en los respectivos contratos de transporte, cuyos solicitantes se verán obligados a pagar lo que contractualmente acuerden con la propietaria de dichas instalaciones. Sin

---

<sup>107</sup> EVANS E., EUGENIO y SEEGER C., MARÍA CAROLINA. Derecho Eléctrico. Edición actualizada por Eugenio Evans Espiñeira. 2010. Chile. Pág. 169.

perjuicio de lo anterior, la Ley establece específicamente que respecto de estos últimos sistemas, el peaje deberá calcularse en base a un valor de transmisión anual, que será equivalente al valor presente de las inversiones menos el valor residual, más los costos proyectados de operación y mantenimiento y los costos de administración.<sup>108</sup>

Ahora bien, tratándose de aquellos usuarios de los sistemas de transmisión que se beneficien del acceso abierto, éstos deberán remunerar a los propietarios de dichas instalaciones los costos en que incurrieron con motivo de la transmisión de energía, los cuales se liquidarán por la Dirección de Peajes del CDEC, y calcularán y pagarán de forma diferente, dependiendo de si se trata de instalaciones de transmisión troncal, subtransmisión o transmisión adicional, según se detalla a continuación.

---

<sup>108</sup> Art. 113 LGSE.

## 2. Remuneración por uso de cada Sistema de Transmisión

### 2.1. Remuneración a pagar en un Sistema de Transmisión Troncal.

La remuneración que tienen derecho a recaudar los propietarios de las instalaciones de transmisión en virtud de los costos propios de dicha actividad, comprende dos variables, por un lado, el peaje que deben pagar quienes realizan inyecciones y retiros como resultado del uso que hacen de las instalaciones de transmisión, y por otro, el ingreso tarifario que se origina en las operaciones de compra y venta de energía en el mercado eléctrico chileno producto del modelo marginalista y de eficiencia aplicado a este sector, que se denomina Ingreso Tarifario por Tramo.

Dicho valor considera la diferencia que existe en la cantidad y en el valor de la energía inyectada y retirada en los extremos emisor y receptor de un tramo, como resultado de la pérdida técnica de energía que ocurre en el trayecto con motivo de su transporte. Así, como ya se encuentran consideradas dichas pérdidas en el Ingreso Tarifario, el transportista recibirá un complemento a dicho valor, para recuperar los costos fijos anuales en los que ha incurrido como resultado de la inversión y de la operación y mantenimiento de las instalaciones. Este complemento que tiene que pagar es lo que finalmente se denomina peaje de transmisión.

El Panel de Expertos se ha referido en sus dictámenes recogiendo lo señalado por la Comisión Nacional de Energía en uno de sus informes, “En la determinación de los IT que se generan en el sistema de transmisión está implícita la señal de eficiencia del sistema de precios marginalista, señal de precios que amplifica las pérdidas de transmisión (de medias a marginales) como resultado natural del fenómeno físico de la transmisión de energía y la resolución del problema de optimización de la asignación de recursos de generación. La relación física que existe entre los productos transados y las pérdidas de transporte que generan dichas transacciones o flujos, corresponde a una relación cuadrática, la que posibilita en condiciones normales la aparición de un saldo conocido como IT. En consistencia con lo anterior, una relación lineal entre las pérdidas y el flujo, no generaría montos o saldos que correspondiese reliquidar. Por lo tanto, la existencia de IT es intrínseca al modelo marginalista que se aplica en el sector eléctrico”.<sup>109</sup>

Asimismo, la Comisión Nacional de Energía graficó esta situación con posterioridad a la dictación de la Ley Corta I señalando, “De esta forma la porción no remunerada por el ingreso tarifario se constituye en el peaje propiamente tal, el cual deberá ser solventado por la generación y por la demanda en las proporciones que les corresponda conforme a los criterios de asignación de la ley.”<sup>110</sup> Y continúa “La Ley N° 19.940 establece que los ingresos producidos en la operación real complementen

---

<sup>109</sup> Dictamen N°18-2008, Panel de Expertos. Discrepancia: “Corrección a los Informes de Cálculo de Peajes por el Sistema de Transmisión Troncal, período 2004 - 2006 y año 2007”. Santiago, 29 de diciembre de 2008. Pág. 32.

<sup>110</sup> COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. La regulación del Segmento de Transmisión en Chile. 2005. Pág. 57

el monto remunerado por el peaje, el que se determinó como la diferencia del valor anual de transmisión por tramo menos un valor esperado de ingresos tarifarios, que por construcción es teórico. Sin embargo, la norma nueva aclara que las desviaciones producidas entre lo esperado y lo que efectivamente se produjo en materia de esta variable, deberán eliminarse a través de efectuar una reliquidación, de procedimiento reglamentario, cuyo objetivo es que el transmisor recaude exactamente el valor anual que constituye la base de la remuneración a la cual tiene derecho.”<sup>111</sup>

En relación a este mismo aspecto, la doctrina, por su parte, ha señalado “Lo cierto es que cuando la Ley se pone en lugar del sujeto acreedor de los pagos y no del deudor lo hace en razón de asumir el hecho de que no toda la recaudación que deben percibir proviene de pagos. En efecto, pago propiamente tal serán los que realicen los agentes obligados a ello y eso es el peaje. Pero, la otra fuente de ingreso no proviene de pagos que realizan los agentes del sistema, sino que es un resultado de la operación económica del sistema eléctrico, estos son los ingresos tarifarios.”<sup>112</sup>

En consecuencia, y tal como se señaló anteriormente, se busca que los propietarios de las instalaciones de transmisión reciban el Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT), el que será determinado conforme a los estudios de valorización y expansión que se realizan cada 4 años, según se explicará a continuación.

#### 2.1.1. Valor Anual de Transmisión por Tramo.

La Ley Eléctrica señala que la remuneración que deben recaudar anualmente los propietarios de empresas de transmisión troncal por el uso que las generadoras y distribuidoras hagan de sus instalaciones en cada tramo de un sistema de transmisión troncal, corresponde al Valor Anual de Transmisión por Tramo (“VATT”), valor que está compuesto por la anualidad del valor de inversión de las instalaciones (A.V.I.) más los costos anuales de operación, mantenimiento y administración de las mismas (C.O.M.A.).

De esta forma, la base tarifaria de dicha remuneración corresponde a la siguiente ecuación:

$$\text{VATT} = \text{A.V.I.} + \text{C.O.M.A.}$$

Cada tramo del sistema de transmisión estará compuesto por un conjunto mínimo de instalaciones económicamente identificables, principalmente líneas y subestaciones eléctricas, que de

---

<sup>111</sup> *Ibíd.* Pág. 58.

<sup>112</sup> SEPÚLVEDA R., ENRIQUE. *Sistemas y Mercados Eléctricos*. Editorial Legal Publishing. 2010. Chile. Pág. 134.



conformidad al tipo de sistema de que se trate -troncal, subtransmisión o transmisión adicional- serán económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico respectivo; o encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, territorialmente identificables, que se encuentran en zonas de concesión de empresas distribuidoras; o encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están destinadas esencial y principalmente al suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios, y aquellas cuyo objeto principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico, sin que formen parte del sistema de transmisión troncal ni de los sistemas de subtransmisión.

De conformidad a lo señalado en la Ley, el Valor de Inversión (V.I.) de una instalación de transmisión es la suma de los costos de adquisición e instalación de sus componentes, de acuerdo con valores de mercado<sup>113</sup>. Dicho valor se determina en función de las características físicas y técnicas de las instalaciones existentes valoradas a los precios de mercado vigentes. La anualidad del V.I. se calcula considerando la vida útil económica de cada tipo de instalación que lo componga, considerando la tasa de descuento señalada en Artículo 165 de la Ley, que hoy corresponde al 10% del valor real anual.<sup>114</sup> Además, se incluyen en el valor de inversión los valores efectivamente pagados, indexados de acuerdo a la variación que experimente el Índice de Precios al Consumidor, respecto de los derechos de uso de suelo, los gastos y las indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas. Para el caso de las instalaciones futuras recomendadas en el respectivo decreto de expansión, el V.I. será determinado como un valor referencial en dicho decreto, sin perjuicio de que el V.I. que deberá reflejarse definitivamente en el pago del servicio de transmisión será el que resulte de las licitaciones respectivas, dependiendo de si se trata de obras nuevas o ampliaciones.

El VATT será fijado cada 4 años mediante decreto supremo del Ministerio de Energía, como resultado del procedimiento que comprende el Estudio de Transmisión Troncal (el “ETT”) elaborado por un consultor especializado adjudicado mediante licitación pública, y el Informe Técnico emitido por la Comisión Nacional de Energía como resultado de dicho estudio, que considera todas las observaciones realizadas al mismo, y el que de igual manera, está sujeto a observaciones de los participantes del mercado eléctrico, y los usuarios e instituciones interesadas.

A grandes rasgos, el ETT analiza e identifica las instalaciones que son parte del sistema de transmisión troncal, propone un plan de expansión del mismo y las ampliaciones futuras a realizarse y

---

<sup>113</sup> Artículo 82 LGSE.

<sup>114</sup> La LGSE señala en su Artículo 165 “Dentro de los primeros quince días de marzo y septiembre de cada año, la Comisión deberá poner en conocimiento de las empresas de generación y transporte que efectúen ventas sometidas a fijación de precios, así como de los CDEC, un informe técnico del cálculo de los precios de nudo según el procedimiento indicado en el artículo 162 de la presente ley, y que explicita y justifique: (...) d) La tasa de actualización utilizada en los cálculos, la cual será igual al 10% real anual”.

determina el Área de Influencia Común (concepto que se desarrollará más adelante); determina cuáles serán las obras nuevas a desarrollar, así como las obras nuevas respecto de instalaciones existentes; fija el A.V.I. y el C.O.M.A. por tramo de las instalaciones troncales, y el V.I. y C.O.M.A. referenciales para las obras nuevas; y determina las correspondientes fórmulas de indexación y su forma de aplicación para los valores anteriores, de manera de mantener el valor real del A.V.I. y C.O.M.A. durante el período de 4 años.

Tal como se señaló anteriormente, luego de que se emita el ETT la Comisión Nacional de Energía emite un Informe Técnico recogiendo los resultados de dicho estudio y las observaciones realizadas, e incluso, de acuerdo a la última modificación de la Ley Eléctrica, “el Ministerio de Energía podrá disponer que la Comisión incorpore la interconexión entre sistemas eléctricos, cuando ello sea necesario para el mejor funcionamiento del sistema eléctrico en su conjunto, conforme a los lineamientos establecidos por la política energética nacional.”<sup>115</sup>

Finalmente, la Comisión remitirá al Ministerio de Energía el informe técnico y todos sus antecedentes, y éste último emitirá un decreto supremo que determinará las instalaciones de transmisión troncal, el Área de Influencia Común, el plan de expansión y una valorización referencial de las instalaciones programadas, que comprende el VATT, el A.V.I. del tramo, y el C.O.M.A. de dichas instalaciones, con sus respectivas fórmulas de indexación para cada uno de los siguientes cuatro años<sup>116</sup>, el llamado “Decreto Tarifario”. Adicionalmente, cada 12 meses, el Ministerio emitirá un “Decreto de Expansión”, con el objeto de realizar una adecuación año a año de las proyecciones realizadas en el Decreto Tarifario en relación con la realidad sectorial.

#### 2.1.2. Peaje por Tramo.

Tal como señalamos anteriormente, en cada tramo del STT las empresas propietarias deberán recaudar anualmente el VATT respecto de las instalaciones existentes, valor que constituirá el total de su remuneración anual.

Para efectos de lo anterior, la empresa debe cobrar un peaje de transmisión por tramo, que es equivalente al VATT menos el Ingreso Tarifario Esperado por Tramo (ITe). Por tanto, lo que finalmente percibe la empresa propietaria de instalaciones de transmisión troncal, se calculará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\text{PEAJE POR TRAMO} = \text{VATT} - \text{Ite}$$

<sup>115</sup> Artículo 91 inciso 3 LGSE, incorporado mediante la Ley 20.726 publicada en el Diario Oficial con fecha 07.02.2014.

<sup>116</sup> Artículo 91 LGSE.

La cadena de pagos comienza con el cálculo de peajes que se realiza con anterioridad al 31 de diciembre del año en que se pagarán, cuando el CDEC emite un Informe de Peajes de Uso Esperado por Tramo, donde se comunica a las empresas generadoras los pagos por peaje que a cada una de ellas les corresponde, de acuerdo con el uso esperado de las instalaciones que de cada tramo hacen por las inyecciones de sus centrales y los retiros para sus clientes, utilizando la fórmula anterior. Así, el peaje calculado como la mensualidad del VATT menos los Ite, será pagado por las empresas generadoras a prorrata del uso esperado del tramo que cada una hace.

Como se señaló anteriormente, el ITe es la diferencia que resulta de la aplicación de los costos marginales de la operación esperada del sistema, respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía en dicho tramo. Para efectos de determinar el ITe, el CDEC realiza un análisis sobre la base de modelos de simulación y de participación de flujos, previamente aprobado por la CNE, cuyos resultados se publican en el informe señalado anteriormente. En dicho informe el CDEC revisará los pagos por peaje y el ITe, modificando dichos valores en caso que no se cumplan los supuestos de dimensionamiento, localización o fecha de entrada en operación de instalaciones futuras de generación o transmisión, contemplados en el informe técnico de la CNE.<sup>117</sup> Lo último, sin perjuicio de aquellas multas por congestión estipuladas en el Artículo 105 de la LGSE<sup>118</sup>, que deberán pagar mensualmente las empresas propietarias de las respectivas instalaciones de transmisión troncal a las empresas propietarias de centrales generadoras, como resultado del atraso en la entrada en operación de una ampliación de éstas establecida en el decreto de expansión de transmisión troncal, en los casos en que dicho atraso sea imputable a la empresa transmisora.

En consecuencia, el CDEC simula la operación del sistema interconectado para los próximos 4 años, considerando y ponderando los posibles escenarios que se puedan dar en la operación del sistema, utilizando los resultados del informe técnico de la CNE y “asegurando el abastecimiento de la demanda de acuerdo a las exigencias de seguridad y calidad de servicio que establece la ley y el reglamento.”<sup>119</sup>

El CDEC se basa en el uso esperado que las empresas usuarias hacen de las instalaciones del STT, para determinar las prorratas que les corresponde pagar en virtud de las inyecciones y retiros realizados, de conformidad a los porcentajes y fórmulas que se indican en el ítem 1.4 siguiente.

Mensualmente, los transmisores facturarán los peajes troncales a las empresas generadoras en base al balance de inyecciones y retiros de energía y potencia que emite la Dirección de Peajes del CDEC.

---

<sup>117</sup> Artículo 106 inciso final LGSE.

<sup>118</sup> Dichas multas serán equivalentes al mayor costo de despacho por generación por congestión, en que hayan incurrido las propietarias de centrales de generación, debido a la limitación de capacidad en el tramo respectivo, a consecuencia del atraso, de acuerdo a los procedimientos establecidos en el reglamento de la LGSE, las que en todo caso no podrán ser superiores a 5 veces el valor mensual del tramo correspondiente.

<sup>119</sup> Artículo 104 LGSE.

Los resultados de este informe permiten al transmisor percibir provisionalmente los Ingresos Tarifarios Reales por tramo (ITr). El ITr es la diferencia que resulta de la aplicación de los costos marginales de la operación real del sistema, respecto de las inyecciones y retiros de energía y de potencia en dicho tramo. Para cada integrante en un determinado tramo, se valorizarán sus inyecciones y retiros al costo marginal de la barra en que se localizan, de manera que la suma de estas inyecciones y de estos retiros resultarán en un saldo neto. Si este saldo neto es positivo, la empresa es excedentaria para efectos de los cálculos que se realicen en el balance, y si es negativo, la empresa es deficitaria. Así, las empresas deficitarias deben pagar su saldo neto a las excedentarias, en la proporción que a éstas últimas les corresponde. Este saldo neto constituye los ingresos tarifarios reales. Las empresas transmisoras con saldo neto positivo forman parte de las empresas excedentarias, por lo que las empresas deficitarias pagarán a las primeras los ingresos tarifarios reales que les correspondan.

Los ITr deben ser reliquidados de manera que el transmisor perciba su remuneración anual que realmente les corresponde, que es el VATT, y por ende, debe recibir mensualmente la parte correspondiente a los ITE, que fueron previamente descontados del cálculo de los peajes de cada tramo del sistema troncal, en función de los porcentajes de uso por cada generador que inyecta y retira, calculados en el informe del CDEC.

En consecuencia, antes del 31 de marzo del año siguiente, el CDEC reliquida y recalcula los peajes, en base a las diferencias que se originan del ITr y del ITE del sistema, con lo cual el transmisor troncal recaudará el 100% del VATT<sup>120</sup>. Si la diferencia entre el ITr y el ITE es positiva, el transmisor devuelve dicha diferencia a los usuarios del tramo, en función del uso esperado del tramo, y si dicha diferencia es negativa, los usuarios deben pagar ese valor al transmisor, a prorrata del uso esperado.

### 2.1.3. Regulación para la Asignación de Pagos.

Respecto de la obligación de pago de las empresas usuarias de los sistemas de transmisión troncal, ésta varía dependiendo del tipo de sistema de que se trate.

Así, para efectos de calcular la remuneración a pagar a los propietarios del STT, la Ley Corta I modificó la Ley Eléctrica mediante la incorporación de un nuevo concepto de “Área de Influencia Común” (A.I.C.), que reemplazó el concepto de “área de influencia” que existía con anterioridad.<sup>121</sup>

La LGSE define dicho concepto en el Artículo 102 letra c), señalando que corresponde “al área, fijada para efectos de remuneración del sistema troncal, constituida por el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos de dicho sistema, en la que concurren, simultáneamente, las siguientes características: 1. Que entre dichos nudos se totalice al menos un 75% de la inyección total de

---

<sup>120</sup> COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. Minuta Grupo de Trabajo Tx de “Remuneración de la Transmisión”. 2015. Pág. 3.

<sup>121</sup> Ver Capítulo II.

energía del sistema; 2. Que entre dichos nudos se totalice al menos un 75% de la demanda total del sistema, y 3. Que la densidad de las utilidades dada por el cociente entre el porcentaje de inyecciones dentro del área de influencia común respecto de las inyecciones totales del sistema y el porcentaje del V.I. de las instalaciones del área de influencia común respecto del V.I. del total de instalaciones del sistema troncal, sea máxima”.

El pago de peajes en los tramos pertenecientes al A.I.C. se repartirá de manera que quienes realicen inyecciones al sistema, vale decir, los propietarios de las centrales de generación eléctrica, deberán pagar el 80% del peaje total, a prorrata del uso esperado que realicen de las instalaciones, y quienes realicen retiros deberán financiar el 20% restante del peaje total, a prorrata del uso esperado que realicen de las instalaciones.

Para el caso de los tramos que se encuentren fuera del A.I.C., en aquellos tramos en que los flujos de energía se dirijan hacia dicha área, las centrales generadoras ubicadas aguas arriba de los flujos pagarán el peaje total del tramo, a prorrata del uso que sus inyecciones hacen en el tramo; y en aquellos tramos en que los flujos de energía no se dirijan hacia el A.I.C., las empresas que efectúen retiros aguas abajo de los flujos deberán realizar el pago del peaje total del tramo, a prorrata del uso que sus retiros hacen del tramo.

Para el caso de las centrales generadoras que hacen uso de las instalaciones de transmisión, dicho valor corresponderá al “Peaje de Inyección”, y respecto de quienes realicen retiros, deberán pagar un peaje unitario, el cual se denomina “Peaje Unitario de Retiro”, y que corresponde al valor a pagar por unidad de energía retirada, en que cada barra del sistema, tiene un precio diferente. En todo caso, cabe mencionar que será el respectivo CDEC el encargado de calcular los valores anteriormente señalados, así como las reliquidaciones que correspondan, de modo que la empresa transmisora reciba siempre el AVI+COMA en cada uno de sus tramos.

## 2.2. Remuneración a pagar en un Sistema de Subtransmisión.

Los sistemas de subtransmisión, pese a estar considerados como servicio público, al igual que los sistemas de transmisión troncal, tienen una regulación diferente a éstos últimos en cuanto a tarificación y remuneraciones. Tal como se explicó en su oportunidad, un sistema de subtransmisión “recibe flujos de energía y potencia desde el Sistema Troncal y los conduce hacia las redes de distribución desde donde finalmente dichos flujos llegan a los puntos de consumo. También puede recibir flujos que no provengan desde el Troncal, sino que directamente desde una central generadora que, por cercanía geográfica, puede conectarse directamente a la Subtransmisión sin pasar por el Troncal.”<sup>122</sup>

---

<sup>122</sup> SEPÚLVEDA R., ENRIQUE. Sistemas y Mercados Eléctricos. Editorial Legal Publishing. 2010. Chile. Pág. 136.

Así, en cuanto al régimen económico, y a diferencia de lo que ocurre con el Sistema de Transmisión Troncal, en la subtransmisión se aplican costos por sistemas, no por tramos, y los peajes de subtransmisión que deberán pagar sus usuarios se determinarán “mediante una metodología basada en la recuperación de los costos medios de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones, de acuerdo a criterios de eficiencia, operación y adaptación a la demanda de las instalaciones respectivas.”<sup>123</sup>

Respecto de la valorización de las instalaciones de subtransmisión la Ley señala en su Art. 108, que ésta se realizará anualmente, y que considerará, separadamente, a) las pérdidas medias de subtransmisión en potencia y energía, y b) los costos estándares de inversión, mantención, operación y administración anuales asociados a las instalaciones. Dicha valorización se basará en instalaciones económicamente adaptadas a la demanda proyectada para un período de 4 a 10 años, que minimice el costo actualizado de inversión, operación y falla, eficientemente operadas, es decir, “se trata de restringir la infraestructura a la mínima necesaria para lograr el abastecimiento, con el objeto de minimizar los costos asociados a ellas.”<sup>124</sup>

Tal como lo dispone la normativa, los costos anuales de inversión se calcularán considerando el V.I. de las instalaciones, la vida útil de cada tipo de instalación según establezca el reglamento, y la tasa de descuento del 10% real anual, señalada en el Art. 165 de la Ley.

#### 2.2.1. Valorización de las instalaciones de subtransmisión.

Antes de trece meses del término del período de vigencia de los peajes de subtransmisión, la Comisión abrirá un proceso de registro de usuarios e instituciones interesadas que podrán participar en el estudio técnico de determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión y acordará con las empresas del rubro, un listado de empresas consultoras que podrán elaborar el referido estudio.

Posteriormente, la Comisión pondrá en conocimiento de las empresas subtransmisoras, participantes y usuarios e instituciones interesadas, las bases técnicas de los estudios y éstas podrán ser observadas por las partes, y llevadas ante el Panel si se mantuvieran discrepancias respecto de ellas una vez que la Comisión emita las bases técnicas definitivas. Para estos efectos, se entenderá que son participantes las empresas generadoras, las empresas distribuidoras y los usuarios no sometidos a regulación de precios.

La Comisión formalizará las bases técnicas definitivas mediante una resolución que será publicada en algún medio idóneo, y la o las empresas que operen en el respectivo sistema de subtransmisión contratarán a alguna empresa consultora del listado para elaborar el respectivo estudio de valorización. Luego, las empresas subtransmisoras presentarán a la Comisión un informe con el valor

---

<sup>123</sup> EVANS E., EUGENIO y SEEGER C., MARÍA CAROLINA. Derecho Eléctrico. Edición actualizada por Eugenio Evans Espiñeira. 2010. Chile. Pág. 182.

<sup>124</sup> *Ibíd.* Pág. 216.

anual de los sistemas de subtransmisión que resulte del estudio realizado por la consultora, y la Comisión deberá recoger y corregir dicho estudio en un informe técnico que posteriormente podrá ser motivo de observaciones y discrepancias por las partes.

Finalmente, el Ministerio de Energía emitirá y publicará en el Diario Oficial un Decreto fijando las tarifas de subtransmisión y sus respectivas fórmulas de reajuste, que tendrá una duración de 4 años.

#### 2.2.2. Pagos por uso del sistema de subtransmisión.

La Ley distingue dos tipos de usuarios de los sistemas de subtransmisión, aquellos que retiran energía y potencia en las respectivas barras de retiro, y las centrales generadoras que inyectan energía y potencia en dichos sistemas.

Respecto de los primeros, se señala que los usuarios de los sistemas de subtransmisión que transiten energía o potencia a través de dichos sistemas deberán pagar, a la o las empresas propietarias de éstos, cada unidad de potencia y energía retirada, y se les cobrará un precio de nudo de la correspondiente barra de retiro, basado en el “peaje de subtransmisión”. Dicho precio nudo se calculará sumando el peaje de subtransmisión y el precio de nudo en las respectivas barras de inyección, de manera que cubran los costos anuales a que se refieren las letras a) y b) del artículo 108. “En otras palabras, el precio nudo que se determine en las respectivas barras de retiro deberá ser suficiente para retribuir el valor anual de los sistemas de subtransmisión y los costos de la energía y la potencia inyectada. Este objetivo finalista, de cobertura de costos, será esencial tenerlo presente para efectos de la fijación de estos precios”<sup>125</sup>

Ahora bien, tal como lo señala el Art. 109 de la Ley, los “peajes de subtransmisión” que se adicionarán a los precios de nudo en las respectivas barras de inyección para calcular los precios de nudo en las respectivas barras de retiro, corresponderán a los precios por unidad de energía y de potencia en cada barra de retiro del sistema, que deberán pagar los usuarios de los sistemas de subtransmisión.

En cambio, en relación a las centrales generadoras que inyectan su producción, la Ley establece un pago anual por uso de sistemas de subtransmisión, que será determinado en relación al valor anual resultante de los estudios de valorización de las instalaciones de subtransmisión, fijado por decreto. Tal como lo establece el Art. 109 de la Ley, dicho monto deberá corresponder al valor esperado que resulta de ponderar, para cada condición esperada de operación, la participación de pago de las centrales en cada tramo del sistema de subtransmisión. Dicha participación se determinará de acuerdo a la dirección de flujos desde o hacia el sistema de transmisión troncal, asignándole los pagos a las centrales generadoras ubicadas aguas arriba del tramo respectivo. En cambio, respecto de aquellos tramos que presenten una

---

<sup>125</sup> EVANS E., EUGENIO y SEEGER C., MARÍA CAROLINA. Derecho Eléctrico. Edición actualizada por Eugenio Evans Espiñeira. 2010. Chile. Pág. 220.

dirección de flujos contraria, los pagos se entenderán asignados a los retiros del respectivo sistema de subtransmisión.

La asignación de pagos por uso correspondiente a las centrales generadoras, influye en la determinación del pago que tendrán que efectuar los usuarios por el retiro de energía y potencia. El Art. 109 establece en su inciso final que el monto a que diere lugar dicho pago anual, será descontado de los costos anuales de inversión, operación y administración a que se refiere el artículo 108 para efectos de la determinación de los peajes regulados aplicados sobre los retiros en dichos sistemas. Así, dado que el peaje de subtransmisión que deberán pagar los usuarios que realizan retiros debe cubrir los costos anuales por concepto de pérdidas medias de subtransmisión y costos estándares de inversión, mantención, operación y administración anuales asociados a las instalaciones, el legislador descuenta de los costos anuales al realizar el cálculo los peajes de subtransmisión, el monto del pago anual por uso, con objeto de evitar un doble pago de los costos de inversión, operación y mantenimiento a los usuarios que efectúan retiros de energía y potencia.

### 2.3. Remuneración en los sistemas adicionales.

Tal como lo señala la normativa eléctrica, los sistemas adicionales cumplen principalmente dos funciones: transportar energía para abastecer a clientes libres y permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico.

Dado que el transporte por sistemas adicionales no constituye servicio público, su regulación se encuentra entregada a la libre voluntad de las partes, y el transporte por sus instalaciones se regirá y remunerará en virtud de lo estipulado en los respectivos contratos de transporte y conexión celebrados entre los usuarios y los propietarios de las instalaciones. Sin embargo, el legislador delimita dicha voluntad con objeto de que el transporte sea remunerado a un precio justo, regulándose en el Art. 113 un valor de transmisión anual que servirá como base para el cálculo del peaje a que da derecho dicho transporte, el que será equivalente al valor presente de las inversiones menos el valor residual, más los costos proyectados de operación y mantenimiento, más los costos de administración. En el mismo sentido, se busca que el cálculo de los peajes sea lo más transparente posible, por lo que la norma señalada dispone además que los antecedentes y valores para calcular el peaje deberán ser de público acceso y encontrarse técnica y económicamente respaldados.



### **3. Excepción al pago de peajes: El caso de los MGNC.**

La normativa eléctrica establece una excepción en el Artículo 79 de la LGSE respecto del pago de peajes por uso del sistema de transmisión troncal de los medios de generación renovables no convencionales (“MGNC”) y de las instalaciones de cogeneración eficiente, por cuanto señala que se encontrarán exentos de pagar peaje, ya sea parcial o totalmente, de manera que aquellos medios de generación renovables no convencionales cuya cantidad de potencia suministrada al sistema sea inferior a los 20.000 kilowatts y superior a 9.000 kilowatts, sólo pagarán por la potencia que excede los 9.000 kilowatts; y aquellos medios de generación que suministren menos de 9.000 kilowatts de potencia, estarán exentos totalmente del pago de peajes. Además, se establece una restricción adicional, que consiste en que para el supuesto de que la capacidad conjunta exceptuada de peajes exceda el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico, los propietarios de los medios de generación exceptuados de pagar peaje, deberán pagar proporcionalmente el monto correspondiente al exceso.

Finalmente, cabe señalar que la exención contenida en la ley no afecta a los propietarios de instalaciones del sistema de transmisión troncal, ya que se contempló en el mismo artículo citado anteriormente que los peajes exceptuados en virtud de la exención mencionada anteriormente, serán pagados por las demás empresas que inyectan energía al sistema, a prorrata de dichas inyecciones.

## CAPITULO V

### ACCESO ABIERTO EN EL DERECHO COMPARADO

#### **1. Marco regulatorio de los sistemas de transmisión en otros países.**

En el marco de un análisis (*Benchmarking* internacional) realizado por la empresa consultora Systep el año 2013<sup>126</sup>, respecto del alcance del acceso abierto en los ordenamientos jurídicos de distintos países (Chile, Brasil, Colombia, Perú, Estados Unidos, España, Reino Unido, Australia, Nueva Zelanda), queda de manifiesto que pese a que los mercados eléctricos en los países analizados son bastante diversos, se caracterizan por tener lineamientos comunes en cuanto a su composición y funcionamiento. Así, en casi todos se encuentran claramente diferenciados los segmentos de generación, transmisión y distribución de energía - éste último segmento muchas veces coincidente con la entidad comercializadora de la misma – salvo en Colombia, donde el comercializador puede dedicarse exclusivamente a ese rubro, o también combinarlo con distribución y generación.

En materia de transmisión de energía, la mayoría de los países poseen un organismo coordinador de la operación a nivel nacional, una institución que ejerce funciones fiscalizadoras de dicha actividad, un ente gubernamental encargado de formular políticas energéticas, un órgano regulatorio que se encarga de planificar la expansión del sistema y su tarificación, etc. Nos encontramos por tanto con que en el derecho comparado en general, se intenta fomentar la competencia de los distintos actores del mercado, mediante una amplia regulación de la actividad de la transmisión, la que en la mayoría de los países es considerada como un servicio público, que se desarrolla en condiciones de monopolio.

Cabe destacar que Chile fue pionero en la desagregación de los segmentos del sistema eléctrico, abandonando la integración vertical que existía entre los segmentos de generación y transmisión, y que impedía que el mercado de generación se desarrollara en las condiciones competitivas que se requerían. *“La reformulación del negocio significó que los precios en el mercado mayorista de energía se determinan por competencia, mientras los segmentos de transmisión y distribución operan en base a tarifas reguladas.”*<sup>127</sup>

En particular, y al igual que en Chile, tanto en Perú como en el Reino Unido la actividad de transmisión es ejercida en su totalidad por privados, y se encuentra sujeta a regulación de precios.

En el caso de España, Australia y Nueva Zelanda, también nos encontramos con un mercado de la transmisión principalmente monopólico, pero en los dos primeros la actividad es ejercida tanto por privados, como por entidades estatales, y en el caso del país insular, sólo el Estado presta el referido

---

<sup>126</sup> SYSTEP. Análisis comparativo internacional (benchmarking) sobre los alcances del Acceso Abierto a instalaciones de transmisión. Preparado para Transelec. Informe Final. Agosto 2013.

<sup>127</sup> *Ibíd.* Pág.13.

servicio. En Colombia, en cambio, existe un mercado regulado pero no monopolístico, con una amplia participación estatal.

Distinta es la situación respecto de Estados Unidos, por cuanto en el segmento de transmisión interactúan entes privados y públicos, en condiciones de un mercado de libre competencia, de manera no regulada, conocido como “*Merchant Transmission*”<sup>128</sup>.

Finalmente, destaca la situación de Brasil, ya que a diferencia de las anteriores, y dadas las particularidades de su funcionamiento y operación, propias de un mercado muy complejo, donde es muy grande el volumen de instalaciones de transmisión operantes y la magnitud de energía que circula por ellas, existe un sistema de contratos de concesión, donde predomina además un gran porcentaje de participación estatal.

---

<sup>128</sup> En este mercado existen varias empresas transmisoras que deben conectar sus instalaciones entre sí, y que desarrollan proyectos de transmisión por iniciativa propia, movidos por las oportunidades de negocios comerciales que surgen con motivo de las diferencias de precios de la energía entre las distintas zonas o sistemas.

## 2. Acceso abierto en derecho comparado.

En cuanto a los regímenes de acceso abierto (u *Open Access* en algunos países), en la mayoría de los países se reconoce la importancia de incorporar en la regulación una institución como aquella, dadas las particularidades del mercado de la transmisión, que usualmente comprenden un desarrollo de la actividad económica en condiciones monopólicas y economías de escala, donde existe alta integración vertical, así como otras barreras de entrada.

En este sentido, tal como señalamos en capítulos anteriores, el derecho de acceso se encuentra íntimamente ligado con el derecho de la libre competencia, por cuanto opera respecto de aquellas instalaciones que, en el marco de un mercado con las características antedichas, son consideradas como “Instalaciones Esenciales” (en inglés *essential facilities*), donde un actor puede incurrir en un abuso de posición dominante producto de una negativa injustificada a contratar.

Así, “La justificación del derecho de acceso en las industrias de redes también encuentra sustento en la doctrina de las *essential facilities*, la cual ha tenido una gran influencia en los procesos liberalizadores emprendidos en muchos sectores y en los servicios que en ellos se prestan.<sup>129</sup> A partir de la jurisprudencia norteamericana se ha señalado que la doctrina de las *essential facilities* considera que en determinados casos un recurso empresarial puede presentar características únicas tales que puede obligar a su titular a permitir su uso a otros con el fin de promover la competencia en el mercado, en aplicación de las normas sobre defensa de la competencia.”<sup>130</sup>

Nos encontramos con que en países como Estados Unidos, y dado el esquema de mercado imperante de *Merchant Transmission*, existe una tendencia a proteger la libre contratación, y la doctrina de las facilidades esenciales son una excepción, por cuanto sólo se considera que una instalación recae en dicha categoría si la negativa a contratar afecta la libre competencia del mercado. Por tanto, sólo tendrán libre acceso a las redes de transmisión los clientes “aptos”, según sean calificados como tales por el FERC, organismo gubernamental encargado de formular las políticas energéticas.

En cambio, en la comunidad europea, la mayoría de los países contempla la obligación del propietario de las instalaciones de transmisión de brindar acceso sin discriminación. Dicha situación la observamos por ejemplo, tanto en España y como en el Reino Unido, donde respecto de éste último, los derechos y obligaciones que surgen del libre acceso y conexión a la red están explícitamente establecidos en los procedimientos técnico-administrativos redactados por el operador.

---

<sup>129</sup> SÁNCHEZ GUTIÉRREZ, MATILDE. La Regulación del Sector del Gas Natural, Valencia: Tirant lo Blanch, 2006. Pág. 356.

<sup>130</sup> Cfr. GARCÍA COBALEDA, MANUEL. La doctrina de las Essential Facilities. Su aplicación en el sector español de la energía. En: Derecho de la Energía, La Ley: Madrid, 2006 pp. 253 y siguientes. GUILLÉN CARAMÉS, Javier. Marco general y régimen de las actividades del sector gasista en la Ley del Sector de Hidrocarburos. En: Derecho de la Regulación Económica. Tomo III: Sector Energético, Fundación Instituto Universitario de Investigación José Ortega y Gasset, Iustel y CNE (editores): Madrid, 2009. Pág. 1087 y siguientes. LÓPEZ-JURADO, Francisco Técnicas específicas de los servicios en red. En: Derecho de la Regulación Económica: I. Fundamentos e instituciones de la regulación. Iustel, 2009. Pág. 759 y siguientes.

Por otro lado, en general entre los países de América Latina, Colombia y Perú, al igual que Chile, siguen regímenes de acceso abierto en condiciones no discriminatorias, para cualquier tipo de usuario, y se contempla la celebración de los respectivos contratos de conexión para su materialización.

Excepcionalmente, en Brasil el acceso abierto se regula en las mismas concesiones de transmisión, y se exige a sus titulares dar acceso a terceros, no sólo respecto de sus instalaciones, sino que adicionalmente, a los espacios disponibles dentro de éstas. Dicha condición es consecuencia del sistema de concesiones imperante en dicho país, por cuanto las obligaciones anteriormente señaladas se consagran en los mismos contratos de concesión de instalaciones. Así, “En Brasil, los privados que desarrollan la red básica de transmisión adquieren el carácter de concesionarios del servicio público de transmisión, y los contratos que formalizan las concesiones establecen expresamente las exigencias para compartir instalaciones con otros concesionarios de transmisión”.<sup>131</sup>

El siguiente cuadro resume la situación descrita anteriormente, y recoge el panorama actual en materia de acceso abierto en los distintos países analizados, desde una perspectiva teórica y procedimental.

Cuadro 5. Comparación de procedimientos de acceso y conexión.

Pais	Marco regulatorio de Acceso	Definición de Acceso	Procedimiento de Conexión	Decisión de otorgar Conexión	Retribución de sistemas de Transmisión	Pagos de acceso y conexión	Resolución de conflictos de Acceso
Chile	DFL 4	Acceso abierto, equitativo y no discriminatorio. Para: - conexión de centrales e instalaciones de transmisión de terceros. - permitir el paso de electricidad de inyecciones de centrales.	Solicitud a empresa propietaria (transmisión troncal y subtransmisión)	CDEC y Empresa propietaria	Remunera costos de inversión (VI) y costos de operación, mantención y administración (COMA) del Sistema Troncal.	Cargos por uso y conexión una vez por contrato.	CNE/Panel de Expertos.
Brasil	Resolución ANEEL 281/99	Acceso libre mediante el pago del costo de transporte sujeto a los procedimientos	Vía contratación con ONS o directamente con el Transmisor.	ONS, ANEEL mediante concesiones.	Remuneración Anual Permitida (RAP), en función de ingresos de	Cargos por uso y cargos por conexión	Acuerdo entre partes, si no hay acuerdo ANEEL y ONS.

<sup>131</sup> SYSTEP. Análisis comparativo internacional (benchmarking) sobre los alcances del Acceso Abierto a instalaciones de transmisión. Preparado para Transelec. Informe Final. Agosto 2013. Pág. 40.

		operativos y de contratación.			activos y cargos por uso.		
Colombia	Resolución CREG 001-1994	Libre acceso a la red sin discriminación	Contrato entre agente y Transportista	UPME	Remunera costos de inversión, operación y mantenimiento	Cargos por uso y cargos por conexión	CREG
Perú	Decreto de Ley N°25844	Libre acceso sin discriminación. Establece como una obligación para Transmisoras permitir el uso de sus instalaciones con las correspondientes compensaciones.	Solicitud de acceso al transmisor	Propietarios con supervisión y fiscalización de OSINERGMIN	Se remuneran según costos de inversión (VNR) y de operación (COYM).	Peajes de conexión repartido entre la demanda de usuarios	OSINERGMIN
Estados Unidos	California ISO	Libre acceso clientes aptos.	Procedimientos de interconexión acordados con CAISO	FERC evalúa clientes aptos	Retribución anual según costos de inversión, operación y mantenimiento	Cargos por acceso para retribuir transmisión y peajes de retiro	FERC
	PJM		Procedimientos de conexión por tipo de agente			Cargos por acceso y uso del sistema	
	New York ISO		Procedimientos de conexión por tipo de agente			Cargos por acceso y uso del sistema	
	New England ISO		Procedimientos de conexión por tipo de agente			Cargos por acceso y uso del sistema	
España	Real Decreto 1955/2000	Libre acceso a la red sin discriminación para todos los agentes calificados	Agentes deben dirigir su petición a REE	Operador del sistema – REE	Retribución anual según costos de inversión, operación y mantenimiento	Pago de Peajes por facturación, potencia, energía y en su caso, por energía reactiva.	CNE

<b>Reino Unido</b>	Códigos técnicos de National Grid	Libre acceso a la red sin discriminación regido por códigos técnicos	Agentes deben ser parte de un acuerdo por uso y conexión de la red de National Grid	National Grid	Se remunera según costos de desarrollo, operación y mantenimiento	Cargos por conexión y uso del sistema	National Grid
<b>Australia</b>	National Electricity Rules	Acceso abierto a generadores y consumidores a menos que exista congestión de la red	Solicitud a AEMO	Operador del Sistema	Tarificación Estatal, remunera activos de transmisión y costos de la red	Costos de conexión y uso de redes según la categoría del transportista	AEMC
<b>Nueva Zelanda</b>	Códigos técnicos de Transpower	Libre acceso a la red sin discriminación regido por códigos técnicos	Solicitud de agente a Transportista (Transpower)	Transpower	TPM remunera costos de capital, mantención, operación y gastos generales.	Cargos por conexión, interconexión y HVDC	Transpower

Fuente: SYSTEP. Benchmarking Internacional - Acceso Abierto.<sup>132</sup>

A continuación nos centraremos en un análisis del mercado eléctrico peruano, y en particular, del régimen de libre acceso a las redes de transmisión, país que tiene mucha similitud regulatoria y operacional con el nuestro.

<sup>132</sup> SYSTEP. Análisis comparativo internacional (benchmarking) sobre los alcances del Acceso Abierto a instalaciones de transmisión. Preparado para Transelec. Informe Final. Agosto 2013. Pág. 22.

### 3. El caso de Perú.

#### 3.1. Introducción al mercado eléctrico de transmisión en Perú.

Al igual que Chile, el mercado de transmisión peruano es calificado como servicio público<sup>133</sup>, y se caracteriza por desarrollarse por entes privados en condiciones monopólicas y sujeto a regulación de precios. Así, nos encontramos con que el Ministerio de Minas y Energía es el órgano gubernamental encargado de formular las políticas energéticas y elaborar la planificación de los sistemas de transmisión, y el OSINERGMIN, equivalente a la CNE en Chile, es el ente regulador que define la tarificación y fiscaliza imponiendo las sanciones que sean procedentes, función ésta última que en nuestro país ese encuentra encomendada a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Finalmente, el encargado de coordinar la operación de la transmisión en Perú es el COES, organismo equivalente al CDEC, que está compuesto por todos los agentes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), tanto generadores, como transmisores, distribuidores, y usuarios libres. Dicho organismo elabora la propuesta del Plan de Transmisión que se realiza cada dos años, efectúa las liquidaciones y valorizaciones del Ingreso y Peaje Tarifario, y propone sanciones en caso de no pago por parte de los generadores.

La estructura del mercado eléctrico peruano actual fue definida mediante la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE)<sup>134</sup>, que incorporó la desintegración vertical de las actividades eléctricas, separando las competitivas de las que no lo eran, e introduciendo asimismo la distinción entre los clientes regulados y no regulados. En dicha normativa se reguló además el libre acceso a las redes de transmisión y distribución, así como los peajes y compensaciones por el uso de dichas redes, con el objeto que “los actores involucrados (empresas o Clientes libres), no tengan que construir de manera redundante sus propios tendidos de redes para lograr el acceso, evitando adicionalmente problemas de impacto ambiental, permitiendo de este modo, que cualquier empresa que tenga capacidad para ofrecer energía eléctrica en el mercado pueda atender a un determinado Cliente Libre, sin importar la propiedad de las redes de transmisión y/o distribución que llegan hasta el Punto de Suministro del cliente final.”<sup>135</sup>

El sistema de transmisión en Perú está constituido por el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), que abarca la totalidad del país, y que se encuentra a su vez integrado por el Sistema Garantizado de Transmisión (SGT, equivalente al sistema troncal en Chile), que corresponde principalmente a nuevas instalaciones calificadas por el Plan de Transmisión y concesionadas mediante un proceso de licitación pública y contratos BOOT (*por sus siglas en inglés “Buildt, Own, Operate and*

---

<sup>133</sup> En Chile constituye servicio público la actividad de transmisión prestada por medio de los Sistemas de Transmisión Troncal y de Subtransmisión.

<sup>134</sup> Decreto Ley 25.844 de 19 de noviembre de 1992.

<sup>135</sup> OSINERGMIN. Documento de Trabajo N°22-GFE. Procedimiento para fijar las condiciones de uso y acceso libre a los sistemas de transmisión y distribución eléctrica. Año 2003. Pág. 27.



*Transfer*"); y el Sistema Complementario de Transmisión (SCT), cuyas instalaciones pueden ser parte del Plan de Transmisión -siendo construidas a iniciativa propia de uno o varios agentes, sin mediar licitación- o aprobadas por OSINERGMIN, mediante un Plan de Inversiones.<sup>136</sup>

Así, la expansión del SGT, se realiza mediante la propuesta y elaboración por parte del COES del Plan de Transmisión, y la resultante adjudicación de las obras a privados, a través de una licitación pública, que derivará en la suscripción de los respectivos contratos de concesión en modalidad BOOT, a un plazo de 30 años. Una vez vencido dicho plazo, los activos son transferidos al Estado sin costo alguno, salvo el valor remanente de los refuerzos o ampliaciones realizadas, previstas en el Plan de Transmisión. Sin embargo, dos años previos al vencimiento de la concesión, el COES puede determinar que resulta conveniente continuar con el uso de la instalación de transmisión, en cuyo caso el Ministerio de Minas y Energía procederá a licitar nuevamente la concesión.

En cuanto a la remuneración de las obras en el SGT, el régimen tarifario aplicable está constituido por una anualidad de la inversión, para un periodo de recuperación de hasta 30 años, y una tasa de actualización del 12% real anual, además de un valor por concepto de costos de operación y mantenimiento y una liquidación anual por desajustes en el tipo de cambio.

Por otra parte, el SCT se remunera en virtud del Costo Medio Anual de las instalaciones, el que corresponde a la suma del costo de inversión y del costo estándar de operación y mantenimiento. El costo de inversión será calculado en la forma establecida en el Plan de Inversión, y en caso de que la valorización de la inversión no esté comprendida en el contrato de concesión, será efectuada sobre la base de los costos estándares de mercado. Adicionalmente, se comprende en la remuneración el costo anual estándar de operación y mantenimiento de instalaciones, que de no estar establecido en el respectivo contrato de concesión, será equivalente a un porcentaje del costo de inversión, que será aprobado por el OSINERGMIN cada 6 años.

### 3.2. Régimen de acceso abierto en Perú.

Al igual que en Chile, en Perú se sigue un régimen de acceso abierto no discriminatorio, por lo que existe la obligación de permitir a terceros el uso de las instalaciones, quienes deberán asumir los costos de las ampliaciones necesarias que deban realizarse, y los pagos y compensaciones que procedan por su uso.

---

<sup>136</sup> Dicha clasificación se incorporó con la Ley N°28.832 de julio de 2006, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica. Así, las instalaciones cuya puesta en operación comercial se produjo con anterioridad a la promulgación de dicha normativa, son parte del Sistema Principal de Transmisión o del Sistema Secundario de Transmisión, dependiendo de si permiten el intercambio de energía y la libre comercialización de ésta, o si están destinados a transferir electricidad a un distribuidor o consumidor final, desde una barra del Sistema Principal, respectivamente.

El Artículo 33° de la Ley de Concesiones Eléctricas, consagra lo anterior, al señalar que “Los concesionarios de transmisión están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, quienes deberán asumir los costos de ampliación a realizarse en caso necesario, y las compensaciones por el uso, de acuerdo a lo dispuesto en el Reglamento de la Ley.”

Asimismo, en el marco regulatorio del acceso abierto en Perú, el OSINERGMIN elaboró el año 2003 el Documento de Trabajo N°22-GFE que contiene el “Procedimiento para fijar las condiciones de uso y acceso libre a los sistemas de transmisión y distribución eléctrica” (en adelante, el “Procedimiento de Uso y Acceso Libre”), aprobado mediante Resolución del Consejo Directivo del OSINERGMIN N° 091-2003-OS-CD, con objeto de establecer y asegurar las condiciones de acceso y uso de las redes, de manera no discriminatoria. En efecto, en dicho documento se señala: “Es en ese sentido, que el concepto de libre acceso a las redes, contenido en el artículo 33° y el artículo 34° inciso d) de la Ley de Concesiones Eléctricas, fue establecido como una obligación para las empresas de Transmisión y de Distribución, respectivamente; a fin de permitir el uso de sus instalaciones con las correspondientes compensaciones. Con esto, lo que se busca no es sólo fomentar la interconexión del sistema eléctrico nacional sino también el evitar los efectos perjudiciales que pudiera tener en el mercado eléctrico, el carácter monopólico bajo el cual se encuentran estas instalaciones. No cabe duda que estas normas reconocen que el Libre Acceso a las redes eléctricas está íntimamente ligado al concepto mismo de competencia, en un mercado como el del sector eléctrico.”<sup>137</sup>

Así, en el Procedimiento de Uso y Acceso Libre, se regulan una serie de obligaciones respecto del concesionario del servicio de transporte, y los derechos de los terceros respecto del uso de las redes eléctricas, estableciéndose lo siguiente: “Artículo 3: Obligaciones del Suministrador de Servicios de Transporte. Todo Suministrador de Servicios de Transporte está obligado a: 3.1 Permitir la conexión y utilización de sus sistemas por parte de terceros, quienes deberán asumir los costos de ampliación a realizarse en caso necesario, y las compensaciones por el uso, de acuerdo a lo dispuesto en la Ley, su Reglamento y demás normas complementarias. La falta de capacidad y/o disponibilidad de medios para el acceso a las redes del Suministrador de Servicios de Transporte, a quien se solicita el acceso, no constituirá impedimento para su otorgamiento. Las dificultades que en este aspecto pudiesen existir serán contempladas y subsanadas, por acuerdo entre las partes o por lo dispuesto en el Mandato de Conexión, dentro de lo técnicamente viable.”<sup>138</sup>

Adicionalmente, se disponen las obligaciones de i) efectuar las inversiones necesarias para reponer los equipos requeridos en la atención de un servicio de acceso, en caso de deterioro, perecimiento

---

<sup>137</sup> OSINERGMIN. Documento de Trabajo N°22-GFE. Procedimiento para fijar las condiciones de uso y acceso libre a los sistemas de transmisión y distribución eléctrica. Año 2003. Pág. 27.

<sup>138</sup> *Ibíd.* Pág. 31.

y/o pérdida total, sólo si son parte de las instalaciones del suministrador de servicios de transporte; ii) realizar la operación y mantención de sus redes, dando cumplimiento al principio de neutralidad, sin discriminar a los clientes de suministro de energía, en virtud del suministrador de energía que este seleccione; iii) atender las solicitudes de ampliación de capacidad de sus instalaciones asociadas a una solicitud de acceso; y iv) permitir el acceso a las instalaciones donde se ubican los equipos de medición para realizar las mediciones respectivas, previa coordinación, con una frecuencia mensual, entre otras.

Sin perjuicio de lo anterior, respecto del régimen de acceso abierto en Perú priman en la actualidad las disposiciones establecidas en el Reglamento de Transmisión, el que fue aprobado con posterioridad al Procedimiento de Uso y Acceso Libre, mediante Decreto Supremo 27-2007-EM (en adelante, el “Reglamento de Transmisión”). Así, dicho procedimiento se aplica en subsidio, y sólo respecto de aquellas materias que no se encuentran reguladas en el Reglamento de Transmisión, en cuyo texto se señala:

“Artículo 11.- Utilización y acceso al Sistema de Transmisión. 11.1 Los interesados que requieran utilizar instalaciones del SCT a que se refiere el literal c), numeral 27.2 del Artículo 27 de la Ley, deberán acordar las condiciones de acceso con el titular de las instalaciones involucradas, hasta el límite de la Capacidad Disponible de dichas instalaciones. 11.2 Los interesados que requieran utilizar instalaciones del Sistema de Transmisión no comprendidas en el numeral precedente, tendrán libre acceso en tanto no se supere el límite de la Capacidad de Conexión correspondiente. 11.3 Si habiendo Capacidad Disponible o Capacidad de Conexión, según sea el caso de los numerales 11.1 y 11.2, respectivamente, el titular de la instalación se negara a otorgar el acceso a sus instalaciones, OSINERGMIN emitirá el correspondiente Mandato de Conexión. 11.4 Cualquier Agente tiene el derecho de efectuar las ampliaciones que se necesiten para incrementar la Capacidad Disponible o Capacidad de Conexión, según sea el caso de los numerales 11.1 y 11.2, respectivamente. 11.5 No constituirá requisito para efectuar la conexión u otorgar el respectivo Mandato de Conexión, la fijación previa de la remuneración por parte de OSINERGMIN. Una vez fijada la remuneración por OSINERGMIN, ésta se aplicará desde la fecha efectiva de conexión, aplicando los intereses compensatorios a que hubiere lugar, de acuerdo con el Artículo 176 del Reglamento de la LCE. 11.6 El COES elaborará un procedimiento de Conexión, a ser aprobado por OSINERGMIN, en el cual se establecerá, entre otros: a) Los requerimientos generales para la conexión y desconexión de instalaciones al SEIN. b) Los estándares de desempeño del equipamiento y las obligaciones de los Agentes. c) Las obligaciones de los Agentes de probar y monitorear sus equipamientos, para asegurar que cumplen con los estándares de fiabilidad requeridos. d) Requisitos de diseño para la construcción y modificación de instalaciones de conexión a la red. e) Requisitos de operación y mantenimiento. f) Acopio y uso de la información relacionada con la conexión. g) Tratándose de Clientes Libres, el procedimiento de

Conexión establecerá las condiciones de desconexión de las cargas que excedan su potencia contratada o que pongan en riesgo la seguridad del Sistema”.

Con respecto del régimen de contratación aplicable, primará la voluntad de las partes, las que en los respectivos acuerdos deben regular los términos y condiciones en que se implementará el libre acceso, y en particular, el pago por uso de la infraestructura (tarifa regulada) y la obligación de no abuso de la red por parte del tercero, el que está obligado a actuar de buena fe y con un deber de cuidado en el uso de la instalación.

Adicionalmente, existen los llamados “Mandatos de Conexión” para aquellos casos en que las partes no han llegado a un acuerdo respecto a las condiciones de acceso a la red, siendo OSINERGMIN el encargado de establecer dichas estipulaciones.

El Mandato de Conexión se define como “el instrumento jurídico – regulatorio que tiene OSINERGMIN para asegurar el acceso a redes, considerando su carácter de monopolio natural. En efecto, OSINERGMIN mediante Resolución de Consejo Directivo define si otorga o no acceso a determinada red del operador, sea transmisor o distribuidor (...)”.<sup>139</sup>

Así, dicho instrumento puede ser de tres tipos: con condiciones, en cuyo caso el regulador define los aspectos técnicos y económicos de la conexión, reemplazando la voluntad de las partes; sin condiciones, de manera que el regulador ordena la conexión y da un plazo para su implementación, dejando a las partes la definición de los detalles técnicos y económicos; o provisionales, cuyo objetivo es otorgar una conexión momentánea hasta que se determine el resultado del procedimiento de emisión del Mandato de Conexión definitivo. Este tipo de mandato requiere un derecho fehaciente para el acceso por parte del solicitante y es de carácter excepcional.

En cuanto a las discrepancias que surjan entre los usuarios del acceso abierto y los concesionarios de las instalaciones, ya sea respecto a la capacidad disponible o a las obras requeridas, éstas serán resueltas por el OSINERGMIN.

Precisamente, entre las principales resoluciones que ha emitido dicho organismo, ordenando la suscripción de Mandatos de Conexión, destacan aquellas relacionadas con la extensión del régimen de acceso y con la reserva de capacidad contratada.

Respecto a la primera, el OSINERGMIN ha señalado que sólo hay obligación de acceso sobre las instalaciones de transmisión que forman parte de una concesión.<sup>140</sup> Asimismo, dado que de acuerdo a la normativa peruana el objetivo del acceso abierto es “garantizar, en condiciones de libre mercado, a los clientes libres o no regulados, el acceso a las redes de transmisión y distribución y a elegir libremente

---

<sup>139</sup> OSINERGMIN. Documento de Trabajo N°22-GFE. Procedimiento para fijar las condiciones de uso y acceso libre a los sistemas de transmisión y distribución eléctrica. Año 2003.

<sup>140</sup> Revisar Resolución del Consejo Directivo N°027-2006-OS/CD.

a su suministrador de energía eléctrica”<sup>141</sup>, la doctrina ha interpretado que lo anterior “refleja inequívocamente el alcance real que tiene el acceso abierto en Perú, el cual se limitaría al acceso a la red y no a las subestaciones.”<sup>142</sup>

En relación a la reserva de capacidad, la regla general contempla que al determinar la capacidad libre<sup>143</sup> que el tercero podrá usar, no se considerarán los compromisos contractuales que pudiera haber asumido el titular de las instalaciones de transmisión, sólo el límite máximo de capacidad física para inyectar o retirar energía.

Sin embargo, existe una excepción a la regla anterior, ya que respecto de determinadas instalaciones de transmisión pertenecientes al SCT, se respetará la reserva de capacidad, y se considerarán los compromisos contractuales que hubiera adquirido el titular de transmisión.

En efecto, el literal c) del Artículo 27 de la Ley 28.832 señala lo siguiente: “Instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión (...) c) En el caso de instalaciones que permiten transferir electricidad hacia los Usuarios Libres o que permiten a los Generadores entregar su energía producida al SEIN, dichos Agentes podrán suscribir contratos para la prestación del servicio de transporte y/o distribución, con sus respectivos titulares, en los cuales la compensación correspondiente será de libre negociación. Para uso de las instalaciones por terceros, o a la terminación de dichos contratos, las compensaciones y tarifas, para los mismos, se regulan según el criterio establecido en el literal b) anterior”.

Es en virtud de lo anterior, que el Artículo 11.1 del Reglamento de Transmisión dispone que el acceso en este tipo de instalaciones se puede realizar sólo “hasta el límite de la Capacidad Disponible de dichas instalaciones”, definiendo en el mismo texto el concepto de Capacidad Disponible como “la diferencia entre la Capacidad Efectiva de Transporte y la Capacidad Comprometida de una instalación del Sistema de Transmisión”. Respecto de éstas dos últimas, el Reglamento de Transmisión las define de la siguiente forma: “Capacidad Efectiva de Transporte.- Es la capacidad de transporte de una determinada instalación del Sistema de Transmisión, considerando las restricciones constructivas, operativas, de calidad y de seguridad de operación del sistema en un momento dado. Capacidad Comprometida.- Es la capacidad contratada por los usuarios existentes de una instalación de transmisión en un momento dado”.

---

<sup>141</sup> OSINERGMIN. Documento de Trabajo N°22-GFE. Procedimiento para fijar las condiciones de uso y acceso libre a los sistemas de transmisión y distribución eléctrica. Año 2003. Pág. 27.

<sup>142</sup> LE BLANC, ARTURO y GORAB, DANIELA. Acceso abierto: ¿cuál es su verdadero sentido y alcance? En Revista de Derecho Administrativo Económico, N°18. Pág. 240.

<sup>143</sup> El Reglamento de Transmisión define el término de Capacidad de Conexión en el numeral 1.3 del artículo 1, de la siguiente manera: “1.3 *Capacidad de Conexión.- Es el límite máximo de capacidad para inyectar o retirar energía en un determinado nodo del Sistema de Transmisión, respetando las limitaciones constructivas, de calidad y de seguridad de operación del sistema en un momento dado. La información sobre estos límites se mantendrá permanentemente actualizada en el portal de OSINERGMIN*”.

En consecuencia, los terceros que deseen conectarse a dichas redes sólo podrán hacerlo si existe Capacidad Disponible, en los términos anteriormente señalados, a pesar de que exista capacidad real física disponible que no se esté utilizando. Por tanto, a diferencia de lo que ocurre en Chile, la reserva de capacidad en Perú está expresamente permitida, aunque sea excepcionalmente. “Este mecanismo, si bien consiste en una restricción al acceso de terceros, permite a los proyectos asegurar capacidad de transmisión para sus futuras ampliaciones.”<sup>144 145</sup>

Sin perjuicio de lo anterior, las instalaciones que son sujetas por el Estado a una licitación para su ejecución y operación, y que se encuentran comprendidas en el Artículo 3 del Reglamento de Transmisión<sup>146</sup>, pese a formar parte del SCT, no se encuentran en el supuesto anterior, y se les aplica la regla general en relación con la capacidad que terceros puedan utilizar.

Cabe destacar que existe jurisprudencia administrativa<sup>147</sup> del OSINERGMIN que ha resuelto que no son oponibles a la autoridad ni a terceros acuerdos de reserva de capacidad contrarios a las obligaciones de acceso y fundados en intenciones de evadir dichas obligaciones, por cuanto “No existe duda alguna de que la legislación vigente establece la obligación de los concesionarios de transmisión de otorgar el acceso a terceros de sus instalaciones de transmisión, siendo dicho acceso de interés público y no privado. Asimismo, es claro que la normativa no señala excepciones a la obligación de libre acceso basadas en compromisos contractuales privados (salvo la excepción antes descrita). Dos particulares no pueden pactar con la finalidad de sustraerse de las obligaciones que la legislación les impone. (...) La contratación privada tiene limitaciones explícitas e implícitas, que han sido esbozadas por el Tribunal

---

<sup>144</sup> SOTO CARRILLO, Gerardo. El acceso de terceros a instalaciones de transmisión eléctrica. En Revista Ius Et Veritas Tarea. de la Pontificia Universidad Católica del Perú. Vol. 22, N°44. 2012. Pág. 238.

<sup>145</sup> Al respecto, revisar las resoluciones del Consejo Directivo de OSINERGMIN, Resolución N°174-2011-OS/CD y Resolución N°179-2011-OS/CD.

<sup>146</sup> Reglamento de Transmisión: “Artículo 3°.- Instalaciones que conforman el Sistema Complementario de Transmisión. Forman parte del SCT: 3.1 Todas aquellas instalaciones del Plan de Transmisión que son construidas por iniciativa propia de los Agentes. 3.2 Las instalaciones del Sistema de Transmisión a que se refiere el literal c), numeral 27.2 del artículo 27° de la Ley. 3.3 Las instalaciones de transmisión construidas por iniciativa de los Distribuidores, que no se encuentran incluidas en los alcances del Plan de Transmisión. 3.4 Toda otra instalación no incluida en el Plan de Transmisión. 3.5 En todos los casos es necesario que se suscriba el correspondiente Contrato de Concesión Definitiva de Transmisión Eléctrica, excepto cuando se trate de Distribuidores para instalaciones de transmisión dentro de su zona de concesión de distribución. 3.6 Conforme al Decreto Legislativo N° 1012, el Ministerio o PROINVERSIÓN podrá conducir los procesos de licitación para la ejecución y operación de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión, que sean de uso exclusivo de la demanda, que no estén comprendidos el Plan de Transmisión ni en los numerales 3.1, 3.2 y 3.3 anteriores y que hayan sido priorizados por el Ministerio, tomando como referencia, entre otros, los estudios elaborados para el Plan de Inversiones o el Plan de Transmisión. Se deberá contar con opinión previa del OSINERGMIN y COES sobre la necesidad de estas instalaciones. 3.7 Una vez vencido el plazo del Contrato de Concesión de SCT, los activos de transmisión serán transferidos al Estado sin costo alguno. Dos años previos al vencimiento del plazo del Contrato de Concesión de SCT, OSINERGMIN evaluará la necesidad y el plazo de mantener en uso la instalación de transmisión. En caso que resulte conveniente continuar con su utilización, el Ministerio procederá a licitar nuevamente la concesión, empleando como factor de competencia la remuneración que cubra los Costos de Explotación durante el siguiente plazo de concesión. 3.8 El plazo máximo de concesión de los Contratos de Concesión de SCT, será de 30 años de operación comercial más el tiempo necesario para la construcción de las instalaciones comprendidas en el Contrato y será fijado en cada caso por el Ministerio”.

<sup>147</sup> Revisar Resolución del Consejo Directivo del OSINERGMIN N°614-2007-OS/CD.

Constitucional. En el caso existía una limitación explícita, señalada en la normativa del sector eléctrico, constituida por la obligación de otorgar acceso a terceros a las redes de transmisión.”<sup>148</sup>

Finalmente, y entre las facultades fiscalizadoras que posee OSINERGMIN, destaca aquella que le permite imponer multas y otras sanciones a los titulares de instalaciones de transmisión y distribución que en incumplimiento de lo establecido en los Artículos 33 y 34 d) de la LCE, no permitan la utilización de sus instalaciones a terceros, multas que pueden variar entre 1 y 1400 Unidades Impositivas Tributarias (el valor máximo equivale actualmente a aproximadamente US\$1.660.600)<sup>149</sup>, dependiendo del tipo de empresa en que se encuentre categorizada la infractora<sup>150</sup>. Sin embargo, no se tienen antecedentes de que alguna vez se hayan aplicado las referidas multas.

En virtud de lo anteriormente señalado, podemos concluir que el ordenamiento peruano en materia eléctrica es bastante similar al chileno, en el sentido que los propietarios de instalaciones de transmisión se encuentran obligados a dar acceso a los terceros que lo soliciten, sin discriminación alguna, obligándose a realizar las respectivas obras de ampliación en caso que no exista capacidad técnica suficiente. Sin embargo, dicho ordenamiento posee novedades regulatorias tales como permitir la reserva de capacidad contractual respecto de determinadas instalaciones de transmisión, y la imposición de multas en caso que los propietarios de transmisión incurran en incumplimiento respecto de su obligación de dar acceso.

---

<sup>148</sup> SOTO CARRILLO, GERARDO. El acceso de terceros a instalaciones de transmisión eléctrica. En Revista Ius Et Veritas Tarea. de la Pontificia Universidad Católica del Perú. Vol. 22, N°44. 2012. Págs. 242 y 243.

<sup>149</sup> Valor UIT al año 2015, equivale a 3,850 soles, en virtud de lo dispuesto en el DS N°374-2014-EF.

<sup>150</sup> Dichas atribuciones se encuentran contenidas en la Resolución del Consejo Directivo de OSINERGMIN N°28-2003-OS/CD, publicada el 12 de marzo de 2003.

**CAPITULO VI**  
**DESAFÍOS Y MEJORAS DEL REGIMEN DE ACCESO ABIERTO**

**1. Proyecto de Ley de Transmisión**

En el mes de agosto de 2015, ingresó al Congreso el Proyecto de Ley de Transmisión que “Establece nuevos sistemas de transmisión de energía eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional”, Boletín N°10.240-08 (en adelante el “Proyecto de Ley” o el “Proyecto”). Las modificaciones introducidas mediante dicho Proyecto serán las más importantes desde la promulgación de la Ley Corta I.<sup>151</sup>

Dicha reforma, se enmarca en el contexto de un escenario de grandes cambios a nivel de infraestructura de transmisión, liderados por la interconexión entre los sistemas SING y SIC, la que se materializará en los próximos meses, conformando un único sistema interconectado en Chile que conecte los medios de generación del Norte de nuestro país con los centros de consumo de mayor demanda ubicados en la zona Centro y Sur, y que permita de esta forma rebajar los costos de la energía eléctrica a los consumidores finales.

A grandes rasgos, el Proyecto de Ley busca optimizar la operación del sistema de transmisión y garantizar la seguridad y calidad del servicio, mediante una mayor regulación del segmento de la transmisión, y una serie de condiciones que permitan el desarrollo de un mercado más competitivo, que incorpore una mayor participación ciudadana y promueva proyectos de inversión más amigables con el medio ambiente. En este sentido, el Proyecto plantea una nueva categorización de los sistemas de transmisión<sup>152</sup>, una planificación energética y de transmisión a largo plazo, común para los sistemas troncal y de subtransmisión, y que contempla las holguras y redundancias necesarias, y un nuevo mecanismo de remuneración de la transmisión, mediante un sistema de estampillado a la demanda.

Finalmente, en cuanto a la estructura institucional vigente, el Proyecto contempla la creación de un único organismo coordinador a nivel nacional, dotado de novedosas funciones; le confiere una serie de nuevas atribuciones a la Comisión Nacional de Energía; y delimita considerablemente las facultades del Panel de Expertos en la resolución de controversias en que los organismos públicos se vean implicados.

---

<sup>151</sup> Cabe mencionar que al momento de realizar este trabajo, el Proyecto de Ley se encontraba en primer trámite constitucional en la Cámara de Diputados, y se espera que sea aprobado y promulgado aproximadamente en agosto de 2016.

<sup>152</sup> El Proyecto de Ley propone una nueva nomenclatura, y clasifica los sistemas de transmisión en Sistema Nacional (hoy Sistema Troncal); Sistema Zonal (hoy Sistema de Subtransmisión); Sistema Dedicado (hoy Sistema Adicional) y una nueva categoría de Sistema de Transmisión para Polos de Desarrollo.



## 2. Modificaciones en materia de Acceso Abierto.

En el Mensaje del referido Proyecto se realiza un diagnóstico de la situación actual en materia de acceso abierto, recogándose los principales problemas observados en torno a su aplicación, y se señala “La práctica regulatoria ha dado cuenta que si bien el actual artículo 77° de la LGSE establece el acceso abierto y sus condiciones de aplicación para los tres segmentos de transmisión, su aplicación es objeto de constantes controversias e interpretaciones. Así, no encontrándose una definición expresa de Acceso Abierto en la Ley, se discute, entre otros aspectos, si este es sólo un acceso a las instalaciones de transmisión o también la posibilidad de acceder a instalaciones o espacios físicos necesarios para que se cumpla.”<sup>153</sup> Y continúa señalando que “al depender el acceso abierto en la relación y voluntad de las partes, se observa en el sector una heterogeneidad de tratamientos, criterios y costos, que van en contra de la garantía o derecho que se busca resguardar.”<sup>154</sup>

En cuanto a las modificaciones que se incorporarán al régimen de acceso abierto, el Proyecto de Ley plantea la extensión del acceso abierto a todos los elementos de la línea y de la subestación; la obligación del propietario de efectuar las respectivas modificaciones a las instalaciones; las conexiones temporales por parte de terceros; y requisitos adicionales en los procedimientos de acceso y conexión de las instalaciones.

Así, en relación a la extensión del régimen de acceso abierto, el Proyecto propone erróneamente que éste se extiende a todas las instalaciones de los sistemas de transmisión, y en particular, a todos los elementos dentro de una línea y dentro una subestación<sup>155</sup>. En el mismo sentido, el propietario de las instalaciones de transmisión deberá permitir el acceso a terceros a sus instalaciones para facilitar las conexiones, ampliaciones, modificaciones y refuerzos que sean necesarios, y deberá “dar las facilidades necesarias para que terceros ejecuten las obras que deban realizarse, accedan en tiempo y forma a subestaciones, patios, salas de control, y a todas aquellas instalaciones a las que se deba ingresar o hacer uso para materializar la nueva conexión”.<sup>156</sup> Tal como lo analizamos en los capítulos anteriores, disposiciones como éstas pueden afectar seriamente el derecho de propiedad del dueño de las instalaciones, y ocasionar importantes riesgos desde el punto de vista operativo y de seguridad del sistema.

---

<sup>153</sup> Mensaje del Proyecto de Ley que “Establece nuevos sistemas de transmisión de energía eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional”. Boletín N°10.240-08. Pág. 8.

<sup>154</sup> *Ibíd.*

<sup>155</sup> En efecto, el Mensaje del Proyecto de Ley señala “Considerando que cada sistema de transmisión está constituido por líneas y subestaciones, se precisa que todos los elementos dentro de una subestación, y todos los elementos dentro de una línea, están sometidos a acceso abierto, en el sentido que serán sometidos a los análisis de factibilidad de uso y ampliaciones.” Mensaje del Proyecto de Ley que “Establece nuevos sistemas de transmisión de energía eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional”. Boletín N°10.240-08. Pág. 21.

<sup>156</sup> Art. 79 del Proyecto de Ley de Transmisión.

Por otro lado, el Proyecto de Ley establece una importante modificación en cuanto al acceso abierto en sistemas adicionales, al señalar que “Los propietarios de las instalaciones de los sistemas dedicados no podrán negar el servicio a ningún interesado cuando exista capacidad técnica de transmisión, sin perjuicio de la capacidad contratada o de los proyectos propios que se hayan contemplado al momento de diseñar la capacidad del sistema dedicado, conforme a las normas del presente artículo.”<sup>157</sup> Es decir y a diferencia de lo que dispone la legislación actual, dichas instalaciones estarán sometidas a acceso abierto aun cuando no estén usando bienes nacionales de uso público o servidumbres impuestas en virtud de una concesión eléctrica, estando los propietarios obligados a dar acceso a terceros cuando exista capacidad disponible. Dicha disposición significa una grave afectación al derecho de propiedad del dueño de las instalaciones, por cuanto no sólo le impone la obligación de dar acceso a terceros bajo cualquier supuesto, desconociendo que se trata de líneas de privados que cumplen fines particulares, y cuyas actividades no se encuentran catalogadas como servicio público; sino que además restringe la facultad de disposición de la que goza el titular de las instalaciones en virtud de dicho derecho.

El Proyecto establece que los terceros que estén interesados en hacer uso de la capacidad disponible de una instalación de transmisión, presenten una garantía a beneficio del propietario que caucione la seriedad de la solicitud, otorgándole a éste último la posibilidad de ejecutar la boleta en caso de retraso o no ejecución del proyecto para el cual se contempló la capacidad.

Cabe mencionar que el Proyecto de Ley señala que a partir de la aprobación de la solicitud de acceso, la capacidad técnica solicitada por el interesado no será considerada por el organismo coordinador como capacidad técnica disponible. Adicionalmente, en la respectiva autorización de conexión el Coordinador deberá establecer un plazo para que las instalaciones de transmisión sean declaradas en construcción, por cuanto transcurrido dicho plazo sin que ello ocurra, caducará la referida aprobación.

Las disposiciones anteriores atenúan los riesgos que planteábamos en los capítulos anteriores respecto del régimen de acceso abierto, evitando que los llamados *free riders* se aprovechen de éste.

Tal como se señaló anteriormente, el Proyecto de Ley contempla además la figura de las conexiones temporales<sup>158</sup>, permitiendo a terceros el uso de la capacidad técnica disponible mientras se concretan los proyectos propios del titular de las instalaciones de transmisión o se ejercen los derechos contratados. Sin embargo, se señala que una vez otorgada la autorización de uso por el Coordinador al

---

<sup>157</sup> Art. 80 del Proyecto de Ley de Transmisión.

<sup>158</sup> El Proyecto de Ley establece en su Art. 80, “El uso de la capacidad autorizada por el Coordinador será transitorio mientras no se concreten los proyectos señalados en el inciso primero o no se ejerzan los derechos de uso pactados contractualmente. Transcurridos quince años desde la fecha de la respectiva autorización, ésta se transformará en definitiva.”

tercero, el propietario tendrá sólo 15 años para realizar lo anterior, tiempo después del cual la autorización otorgada al tercero pasará a ser definitiva.

Al igual que lo enunciado en el párrafo anterior, una disposición como ésta constituye una eventual vulneración al derecho de propiedad del dueño de las instalaciones, ya que prácticamente dicha norma estipula que una vez otorgada la autorización al tercero, el propietario sólo tendrá 15 años para ejercer su derecho de propiedad plenamente, con las facultades de uso, goce y disposición, las que se verán seriamente restringidas una vez cumplido dicho plazo sin que el propietario hubiese concretado sus proyectos propios o los derechos pactados contractualmente.

Adicionalmente, el Proyecto de Ley no deja claro que ocurrirá una vez que el dueño de las instalaciones quiera hacer uso de sus derechos en la instalación adicional que se encuentra ocupada por el tercero, quien se hará cargo y será responsable finalmente de solicitar su desconexión, y si efectivamente el organismo coordinador y las autoridades correspondientes estarán dispuestas a otorgar dicha desconexión, tomando en consideración la operación segura del sistema y lo que eventualmente puede significar desconectar al tercero que ya se encuentra inyectando energía al sistema, para que se conecte el propietario.

Finalmente, en cuanto a las modificaciones que deban realizarse respecto de los sistemas adicionales, el Proyecto contempla que los propietarios deben posibilitar las adecuaciones, modificaciones y refuerzo que sean necesarios para dicha conexión. Sin embargo, a diferencia de lo que se señala para los demás sistemas de transmisión, los costos de dichas modificaciones serán de cargo del solicitante, y deberán reflejar los precios de mercado resultantes de procesos abiertos y competitivos. Para resguardar la operación segura y confiable del sistema, el tercero interesado en realizar las adecuaciones debería constituir algún tipo de garantía para caucionar los eventuales perjuicios que pudieran ocasionarse en las instalaciones de transmisión, y mitigar los riesgos que conlleva la realización de dichos trabajos. Asimismo, el propietario debiese tener facultades especiales que le permitan no sólo supervigilar la realización de las obras, sino que además impedir el avance del proyecto en caso de que existan contingencias que estén poniendo en riesgo los estándares de seguridad y calidad de servicio contenidos en la normativa sectorial.

A modo de conclusión, podemos señalar que de no regularse adecuadamente las condiciones en que se implementa el acceso abierto en las instalaciones adicionales, existe el riesgo de caer en la misma situación que motivó desde un principio la incorporación del régimen de acceso abierto. En efecto, los “cuellos de botella” en sistemas adicionales pasarán a ser un peligro inminente, por cuanto sus propietarios ya no tendrán ningún incentivo para invertir en sus instalaciones, menos aún si después de transcurrido un plazo existe posibilidad de que éstas le sean prácticamente expropiadas. Peor aún, éstos buscarán

desarrollar sus proyectos de transmisión con la menor holgura posible, para que no quede capacidad técnica disponible de la que terceros ajenos a la línea puedan hacer uso.

## CONCLUSIONES

El régimen de acceso abierto vigente en nuestro país constituye, por un lado, una importante herramienta de fomento a la libre competencia en el mercado de la generación de energía eléctrica, y por otro, una efectiva solución a las fallas de mercado propias de la actividad de transmisión, caracterizada por existencia de un monopolio natural y de altas economías de escala. En efecto, la incorporación de dicho régimen a nuestro ordenamiento jurídico buscó garantizar el acceso a los usuarios de las instalaciones de transmisión -reconocidas en la doctrina económica como instalaciones esenciales - en condiciones razonables y no discriminatorias. En la práctica, dicho régimen opera cuando el propietario de instalaciones de transmisión da acceso a los terceros interesados en conectarse a dichas instalaciones, en condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, y a cambio del pago de los respectivos costos de transmisión, de conformidad a lo señalado en la Ley.

Dicha situación es consistente además con la regulación del acceso abierto en derecho comparado, por cuanto muchos países lo consagran en sus regulaciones justificando su aplicación en que éste se encuentra íntimamente ligado con el derecho de la libre competencia y contemplan la celebración de los respectivos contratos de conexión para su materialización.

Del análisis de otras regulaciones, queda de manifiesto la necesidad de regular en nuestro país con mayor profundidad los términos en que se materializa dicho acceso, por cuanto la escasez de normativa al respecto ha llevado a interpretaciones contradictorias de parte de aquellos organismos que se encuentran llamados por ley a resolver las controversias jurídicas que se produzcan con motivo de la implementación de dicho régimen, o a fiscalizar que ésta se lleve a cabo de manera legal y equitativa para todos los involucrados.

Adicionalmente, en cuanto a la incierta extensión del régimen de acceso abierto, creemos que debe realizarse una interpretación restrictiva de dicho régimen, por cuanto éste encuentra su justificación y origen en permitir a los generadores inyectar y retirar energía, en tanto usuarios de los sistemas de transmisión. En efecto, es en virtud de dicha institución que hoy podemos contar con una cada vez más amplia matriz de energía renovable no convencional, que provee al país de energía eficiente y sustentable, a través de una red de transmisión dotada de la confiabilidad que requiere la prestación de un servicio como éste. Por el contrario, una interpretación extensiva del acceso abierto vulneraría seriamente el derecho de propiedad del dueño de las instalaciones y lo dejaría en desventaja en relación a sus competidores, propiciando el surgimiento de *free riders* cuyo acceso a las instalaciones podría ocasionar graves inconvenientes de seguridad en la operación de las mismas.

Así, los principales desafíos regulatorios en esta materia consisten justamente en determinar de forma equitativa las condiciones en que se materializa el régimen de acceso abierto, por cuanto hoy

existen múltiples vacíos legales que la institucionalidad ha debido suplir cuando surgen controversias entre los distintos actores del mercado eléctrico. En este sentido, al legislar sobre esta materia deberán ponderarse adecuadamente el derecho de propiedad del dueño de las instalaciones con el interés público que reviste la institución del acceso abierto, ya que de lo contrario, se verificarán los supuestos que le quitan a dicho régimen el valor que tiene en cuanto promotor de la desintegración vertical y de la competencia en la generación.

## **BIBLIOGRAFÍA**

1. BERNEDO, PATRICIO. Historia de la libre competencia en Chile. 1959-2010. Ediciones de la Fiscalía Nacional Económica. 2013.
2. BIBLIOTECA DEL CONGRESO NACIONAL. Historia de la Ley N°19.940. Regula sistemas de transporte de Energía Eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la ley general de servicios eléctricos. 14 de marzo de 2004.
3. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA.
  - a. La Regulación del Segmento Transmisión en Chile. 2005.
  - b. Minuta Grupo de Trabajo Tx de “Remuneración de la Transmisión”. 2015.
  - c. Minuta Grupo de Trabajo TX de “Acceso Abierto”. 2015.
4. CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA.
  - a. Dictamen CGR N°57.151 de 2005.
  - b. Dictamen CGR N°70.637 de 2013.
5. ESTEVE PARDO, José La regulación de industrias y *public utilities* en los Estados Unidos de América. Modelos y experiencias. En: Derecho de la Regulación Económica: I. Fundamentos e instituciones de la regulación. Iustel, 2009.
6. EVANS E., EUGENIO y SEEGER C., MARÍA CAROLINA. Derecho Eléctrico. Edición actualizada por Eugenio Evans Espiñeira. 2010. Chile.
7. FORO LATINOAMERICANO DE COMPETENCIA. 8-9 de septiembre, San José de Costa Rica. Sesión 1: Principios de competencia en facilidades esenciales. Documento de Base.
8. GENERADORAS DE CHILE A.G. Boletín del Mercado Eléctrico, Sector Generación. Octubre 2015.

9. LE BLANC CERDA, Arturo y SIMONET, Verónica. “Acceso abierto: superando barreras en su aplicación práctica.” En Actas de Derecho de Energía ADener N°4, de la Pontificia Universidad Católica de Chile. N°3. 2014.
10. LE BLANC, Arturo y GORAB, Daniela. Acceso abierto: ¿cuál es su verdadero sentido y alcance? En Revista de Derecho Administrativo Económico, N°18. Año 2014.
11. LE BLANC, Arturo y GORAB, Daniela. Acceso abierto: ¿cuál es su verdadero sentido y alcance? En presentación Seminario XIII Jornadas de Derecho de Energía, 30 de julio de 2013.
12. MINISTERIO DE ENREGÍA. “Agenda de Energía: Un Desafío País, Progreso para Todos”, publicada el 14 de mayo de 2014.
13. OECD (2006) Policy Roundtables: Access to Key Transport Facilities. 2006.
14. Presentación de la Dirección de Peajes del CDEC-SIC de fecha 14 de enero de 2014, en el marco de la Discrepancia N°20-2013, presentada por Pattern Chile Development Holding SpA en contra de la Dirección de Peajes del CDEC-SIC.
15. QUINTANILLA, Jorge y BUSEL, Bernardo. Informe sobre el Proyecto de Ley que establece nuevos Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del Sistema Eléctrico Nacional. Preparado para Transelec S.A. Santiago, 21 de Septiembre de 2015.
16. OSINERGMIN
  - a. Documento de Trabajo N°22-GFE. Procedimiento para fijar las condiciones de uso y acceso libre a los sistemas de transmisión y distribución eléctrica. Año 2003.
  - b. Resolución del Consejo Directivo N°027-2006-OS/CD.
  - c. Resolución del Consejo Directivo N°174-2011-OS/CD.
  - d. Resolución del Consejo Directivo N°179-2011-OS/CD.
  - e. Resolución del Consejo Directivo N°28-2003-OS/CD.
  - f. Resolución del Consejo Directivo N°614-2007-OS/CD.



17. PANEL DE EXPERTOS.
- a. Dictamen N°18-2008. “Discrepancia de Corrección a los Informes de Cálculo de Peajes por el Sistema de Transmisión Troncal, período 2004 - 2006 y año 2007”. Santiago, 29 de diciembre de 2008.
  - b. Dictamen N°3-2012. “Discrepancia de HydroChile S.A. e Hidroeléctrica San Andrés Ltda. Con Hidroeléctrica La Higuera S.A. e Hidroeléctrica La Confluencia S.A. en relación con el régimen de acceso abierto al sistema de transmisión adicional”. Santiago, 7 de agosto de 2012.
  - c. Dictamen N°4-2015. “Discrepancia de Central Solar Desierto I SpA contra Sociedad Contractual Minera Franke respecto del acceso abierto a instalaciones de transmisión adicional”. Santiago 23 de junio de 2015.
18. RUDNICK, Hugh. *Transmission Open Access in Chile. Invited paper, fifth plenary session of the Harvard Electricity Policy Group*. Octubre, 1994.
19. SÁNCHEZ GUTIÉRREZ, Matilde *La Regulación del Sector del Gas Natural*, Valencia: Tirant lo Blanch, 2006.
20. SEPÚLVEDA R., ENRIQUE. *Sistema y Mercados Eléctricos*. Editorial Legal Publishing. 2010. Chile.
21. SERRA, Pablo (2001). “Las facilidades esenciales en la doctrina de los organismo de competencia chilenos”, en Documentos de Trabajo 104 (Santiago, Centro de Economía Aplicada Universidad de Chile). Disponible en: [http://www.webmanager.cl/prontyus\\_cea/cea\\_2001/site/pags/20030327172641.html](http://www.webmanager.cl/prontyus_cea/cea_2001/site/pags/20030327172641.html) [fecha de consulta: 16 de marzo de 2010]. En SEPÚLVEDA R., ENRIQUE. *Sistema y Mercados Eléctricos*. Editorial Legal Publishing. 2010. Chile.
22. SOTO CARRILLO, Gerardo. El acceso de terceros a instalaciones de transmisión eléctrica. En *Revista Ius Et Veritas Tarea*. de la Pontificia Universidad Católica del Perú. Vol. 22, N°44. 2012.
23. SYSTEP. Análisis comparativo internacional (benchmarking) sobre los alcances del Acceso Abierto a instalaciones de transmisión. Preparado para Transelec. Informe Final. Agosto 2013.

24. TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA. Resolución N°8/2005, de 30 de junio de 2005. En Rol N°30-04.
  
25. VERGARA BLANCO, Alejandro. Caracterización y líneas jurisprudenciales del Panel de Expertos del sector eléctrico. 2014. Pág. 71. En: PANEL DE EXPERTOS. Resolución de discrepancias en el sector eléctrico chileno. Reflexiones a 10 años de la creación del Panel de Expertos. Santiago, Panel de Expertos.