

MARCO REGULATORIO DEL MERCADO DE LA TRANSMISIÓN¹

FERNANDO ABARA ELÍAS
Profesor de Derecho Universidad Católica

I. VISIÓN ECONÓMICA DEL SECTOR ELÉCTRICO EN GENERAL Y DE LA TRANSMISIÓN EN PARTICULAR

INTRODUCCIÓN:

Debido a variadas razones técnicas, naturales y económicas, no es normal que las centrales generadoras se ubiquen en las inmediaciones de los centros de consumo. Esto obliga a construir uniones eléctricas dando origen a los sistemas eléctricos, que no son sino el conjunto de instalaciones que permiten generar, transportar y distribuir la energía eléctrica, en condiciones adecuadas de tensión y frecuencia y en lo posible sin interrupciones.

De lo señalado se desprende que en el proceso completo se distinguen tres actividades: la primera, que corresponde a la producción de electricidad, labor que realizan las empresas generadoras; la segunda, es la referida a la transmisión o transporte de electricidad, que se efectúa a través de líneas de transporte y subestaciones de transformación; y la tercera, que corresponde a la adquisición de la energía por las empresas distribuidoras y a su venta a los consumidores finales a través de redes de distribución.

A) VENTA DE ELECTRICIDAD

Las empresas que generan energía eléctrica venden o suministran su electricidad a las distribuidoras y a consumidores industriales o mineros mediante convenios en los que se acuerdan diversos aspectos, tales como cantidad de potencia y energía comprometida, voltaje de suministro, puntos de entrega, responsabilidades, etc. Cada cliente es libre de elegir, en un plano competitivo, a su suministrador y de negociar en un

plano de igualdad. El hecho que haya contratado con un suministrador no le impide ni inhabilita para contratar simultáneamente con otras productoras consumos adicionales o en otros puntos de suministro.

Régimen de precios de suministro de las empresas productoras.

La política de precios tiene por objetivo principal que estos reflejen los costos reales de producción. Se distinguen dos regímenes de precio: los libres y los regulados.

Precios libres. Estos precios son aplicables a los clientes consumidores con una potencia conectada superior a 2.000 kW, en general clientes industriales y mineros, ya sea que estén suministrados por una empresa generadora o una distribuidora. Los precios resultan de la competencia entre los distintos suministradores posibles y reflejan en consecuencia el nivel de mercado. Los precios se establecen por convenios o contratos celebrados entre las partes.

Precios Regulados. Estos son los denominados "precios de nudo" y son aplicables a los suministros entregados por las empresas generadoras a las empresas distribuidoras y a los clientes finales cuya potencia suministrada sea inferior a 2.000 kW.

Estos precios son fijados por decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción basado en un Informe Técnico elaborado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), al que las empresas generadoras pueden formular observaciones, las que deben estar fundamentadas.

Los precios de nudo se fijan semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año, y se calculan sobre la base de los costos marginales de entregar el suministro. Se establece un precio para la potencia que demanda el cliente en las horas de máxima demanda (\$/kW), basado en el costo más económico de instalación de potencia adicional, y un precio por la energía consumida (\$/kWh), basado en un promedio de los costos marginales de producción de energía esperado en los próximos cuatro años. Cabe hacer notar que, al calcularse los precios en base a los cos-

1 Este trabajo, en cierta medida, constituye una sistematización y ordenamiento de diversas presentaciones efectuadas en procesos judiciales y administrativos, actuando como abogado patrocinante y/o apoderado de Transelec, así como de diversos informes relacionados con la materia. Por lo tanto, expresa una visión de la realidad del mercado eléctrico y de la legislación vigente.

tos marginales de los productos, se está en definitiva simulando el precio que se obtendría si toda la electricidad se vendiera en un mercado perfectamente competitivo, ya que, como se sabe, en dichos mercados el precio que equilibra la oferta con la demanda es precisamente el costo marginal de producción de la industria.

Los precios de nudo varían según la ubicación geográfica del punto de suministro y según el nivel de tensión correspondiente. Esta variación tiene por objeto representar los costos de suministro involucrados en cada caso, en particular por las pérdidas y las instalaciones de transmisión involucradas.

Régimen de precios de las empresas distribuidoras.

Estos precios también son calculados por la CNE y fijados por el Ministerio de Economía, pero con una periodicidad de cuatro años.

Estos precios se denominan "valor agregado de distribución" y varían según la característica de mayor o menor densidad de consumo que presentan las empresas distribuidoras, las que para estos fines se agrupan en categorías. Para cada categoría se simula una empresa modelo, con gestión eficiente y óptimamente dimensionada.

Los valores agregados de distribución pretenden reflejar los costos medios típicos en que incurre la empresa distribuidora, básicamente los siguientes:

- a) costos de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones
- b) costos de pérdidas de energía en las redes de distribución
- c) costos fijos de administración, facturación y atención a clientes

El precio que en definitiva paga el cliente residencial o comercial, de potencia conectada inferior a 2.000 kW, es la suma del precio de nudo correspondiente a su ubicación más el valor agregado de la empresa distribuidora que le entrega el servicio. Se aprecia que ambos precios son regulados independientemente, y con criterios técnicos de eficiencia económica.

Pagos por uso del sistema de transmisión

Para que la electricidad (energía y potencia) pueda llegar del generador al distribuidor o al cliente industrial o minero, necesariamente debe usar el sistema de transmisión, lo que lógicamente trae consigo el pago por el uso de dicho sistema. Cabe señalar que la ley pretende que

los precios de nudo incorporen los costos asociados al sistema de transmisión, por lo que se justifica que el generador que cobra dichos precios de nudo pague al propietario del sistema de transmisión por el uso asociado. En el caso de los precios libres, lógicamente el suministrador debe considerar el pago por el uso del sistema de transmisión entre sus costos a recuperar, por lo que lo incluirá en el precio que proponga y en definitiva convenga.

Para garantizar el acceso al uso de las líneas y demás instalaciones necesarias para el paso de la energía eléctrica, elemento que es básico para permitir la competencia entre los suministradores, la legislación establece el derecho de servidumbre, que pueden imponer los generadores y otros usuarios sobre tales instalaciones de terceros transmisores, cuando estas hacen uso de bienes nacionales de uso público, o bien de terrenos particulares mediante servidumbres impuestas. Estas servidumbres son por lo tanto forzosas para el transmisor, en la medida que sus instalaciones de transmisión tengan la capacidad para transportar la energía asociada a la servidumbre.

Para determinar el precio que el generador debe pagar al transmisor, deben convenirse – como en cualquier acuerdo contractual– las cláusulas que regulan dicho pago. La Ley Eléctrica (DFL N° 1/82 del Ministerio de Minería) contiene en sus artículos 51° B al 51° F las disposiciones que deberán aplicarse para determinar los pagos por el uso de sistema de transmisión, las que en todo caso no son aplicables si las partes convienen condiciones distintas. En otras palabras, la ley actúa en forma supletoria a la voluntad de las partes.

Se identifican en estas disposiciones dos tipos de uso que hace el generador:

- a) aquel uso del sistema de transmisión por el solo hecho de inyectar en el sistema la potencia que genera, con independencia del lugar y la forma en que se comercialicen dichas inyecciones. El conjunto de líneas, subestaciones y demás instalaciones del sistema eléctrico, directa y necesariamente afectados por esta inyección de energía y potencia, se denomina "área de influencia".
- b) el uso de líneas, subestaciones y otras instalaciones no comprendidas en el área de influencia asociadas a la comercialización de energía.

En ambos casos, quien impone la servidumbre, normalmente un generador, debe indemnizar al propietario de las instalaciones por sus costos de inversión, a prorrata de la potencia

máxima que transite respecto de la potencia máxima total transitada por todos los usuarios de dichas instalaciones. También debe concurrir proporcionalmente a los gastos de mantención y operación de las instalaciones que use en común. Ambas cifras se suman conformando la "anualidad" que debe recibir el propietario de las instalaciones de transmisión.

Como se verá más adelante con mayor detalle, esta anualidad puede separarse en dos términos: el ingreso tarifario, y el peaje. El ingreso tarifario corresponde a lo que debe recibir el propietario de las líneas y subestaciones por la simple aplicación de los precios de nudo que rigen en los distintos puntos de suministro y el peaje es un monto que paga el generador por el solo hecho de inyectar su energía y potencia al sistema. El peaje puede ser básico o adicional, según se afecte a las líneas e instalaciones dentro o fuera del área de influencia de la central generadora de que se trata, respectivamente.

B) LA COORDINACIÓN DE LA OFERTA Y LA DEMANDA. EL CDEC.

Una característica muy importante a tener en cuenta en el caso del sector eléctrico es que, a escala industrial, la energía eléctrica no puede almacenarse. Esto obliga, en consecuencia, a producir en cada momento una potencia igual a la demanda, la que varía según patrones relativamente predecibles en términos horarios, semanales y estacionales.

Esta característica hace necesaria una coordinación permanente entre las distintas centrales y el sistema de transmisión, ya que al romperse el equilibrio producción-demanda, se deteriora primero la calidad del servicio (alteración de frecuencia) y, en casos graves, se colapsa el sistema, produciéndose interrupciones del suministro.

La necesidad de coordinar la operación de las distintas centrales, en un ambiente en que estas pertenecen a distintas empresas, exige la creación de un organismo o comité encargado de tal coordinación. Con este objeto, el D.F.L. N° 1, de Minería, de 1982, dispone en su artículo 81, la formación de un "Centro de Despacho Económico de Cargas" (CDEC) en cada sistema en que varias empresas generadoras operen en sincronismo, cuyos objetivos básicos son:

- a) preservar la seguridad de servicio global del sistema eléctrico;
- b) garantizar la operación a mínimo costo para el conjunto de las instalaciones del sistema, y
- c) garantizar el derecho a servidumbre por parte de entidades generadoras sobre líneas de transporte de terceros.

La electricidad que genera cada central es, en definitiva, programada por el CDEC, con independencia de sus compromisos comerciales, ya que el objetivo es buscar el mínimo costo de operación para el conjunto de las instalaciones. De esta manera, la generación efectiva de una empresa generadora es en general distinta de la electricidad que vende según sus contratos con clientes. Lo anterior da origen a transferencias entre las empresas generadoras que integran el CDEC, tanto en potencia como en energía. La ley dispone que estas transferencias también deben valorizarse al costo marginal correspondiente, con lo que se completa en forma consistente el esquema de producción con el esquema de precios.

El funcionamiento y demás características de este organismo, se encuentran establecidas en el reglamento de la Ley Eléctrica, contenido en el Decreto N° 327, de Minería, de 1998, publicado en el Diario Oficial del 10 de septiembre del mismo año. Este decreto deroga y reemplaza al D.S. N° 6, que se encontraba rigiendo desde 1986. El nuevo reglamento contiene regulaciones adicionales que restringen los ámbitos de la negociación puesto que entrega al CDEC, a través de su Dirección de Peajes, la definición de los aspectos más relevantes para la fijación de los precios en transmisión. Asimismo, se contempla una serie de obligaciones para el transmisor en materia de entrega de información al mercado lo que redundará en una mayor transparencia. Adicionalmente, se obliga a las empresas de transmisión a integrar el CDEC, con lo cual se le agregan nuevas e importantes obligaciones que dicen relación con la coordinación de la operación.

Se podría afirmar que con la incorporación de TRANSELEC al CDEC, a partir de noviembre de 1998, que mayoritariamente está integrada por empresas de generación, que constituyen la contraparte en los contratos que celebra dicha compañía, elimina cualquier eventual riesgo de manejo o de prácticas que restrinjan o entorpezcan la libre competencia. En efecto, en el seno de este organismo se adoptan por unanimidad la mayoría de los acuerdos relevantes. A la fecha, aparte de TRANSELEC, también integran dicho organismo otras dos empresas de transmisión: STS y TRANSNET, que forman parte de distintos grupos empresariales. Precisamente la circunstancia que en esa entidad se encuentran representadas la totalidad de las empresas de generación, unida a la entrega que debe hacer el transmisor de toda la información relevante para el cálculo de los peajes, ya que varios elementos serán decididos por el propio CDEC, hace de este mercado uno muy transparente.

C) EL SECTOR TRANSMISIÓN EN CHILE

La legislación eléctrica que se dicta en 1982, contenida en el D.F.L. N° 1, ya mencionado, en su texto primitivo discurre sobre la base de dos sectores en el sector eléctrico: el de generación-transmisión y el de distribución. La ley reguló estos dos ámbitos, sin distinguir en forma autónoma un segmento de transmisión, puesto que se confundía con el de la generación. De hecho, la capacidad de transporte y transformación de electricidad de las líneas y subestaciones no se comercializaban como un producto independiente, sino que en escasas oportunidades se asociaba a contratos de suministro cuando el vendedor era la propia generadora, propietaria del sistema de transmisión.

Solo con la dictación de la Ley N° 18.922, de 1990, se regula la actividad de la transmisión, como un segmento separado e independiente de la generación, se introducen los conceptos de servidumbres de paso de electricidad, de obligatoriedad de permitir el uso de las instalaciones, de los peajes básicos y adicionales asociados al transporte de electricidad, el de área de influencia, etc. Precisamente, el objetivo principal de la reforma fue permitir que se diera un mercado en la generación fomentando una libre competencia entre las generadoras, para lo cual se estableció la obligatoriedad para el dueño del sistema de transmisión de permitir el uso del mismo por parte de cualquier generadora, garantizando con ello, además de otras regulaciones, el libre acceso y la libre comercialización de la potencia y energía que producen las centrales.

A partir del año 1990, como se ha dicho, surge la posibilidad de comercializar en forma autónoma las líneas de transporte, con independencia de los problemas de suministro de electricidad. Sin embargo, la propia reforma de ese año reconoce que una misma empresa fuera dueña de parte de la generación y parte de la transmisión.

En efecto, solo por mencionar un ejemplo, a propósito de la manera en que se distribuye entre los generadores el pago de los peajes correspondientes por el uso del sistema, señala expresamente que para tal efecto, es decir, para efectuar la prorrata, debe incluirse al dueño de las líneas. De esta forma, expresamente está reconociendo la propia ley la posibilidad que la generadora dueña de las líneas participe, de igual a igual, con el resto de las generadoras en las concurrencias para el prorrateo que señala la ley, para el pago de los peajes.

Por otra parte, de lo anterior se deduce que siempre ha existido la posibilidad de que cual-

quier generador pueda desarrollar sus propios sistemas de transmisión, como de hecho ocurre con casi la totalidad de las empresas de generación existentes.

Asimismo, la integración vertical en la propiedad de los segmentos de generación y transmisión no afectó la competencia entre generadoras, para establecer sus contratos con clientes.

Para comprobar lo anterior, en primer lugar debemos referirnos a la forma en que se realizan las transferencias económicas entre los integrantes del CDEC. En este organismo, según lo disponía el artículo 25° del D.S. N° 6/85, y hoy lo dispone el artículo 265 del D.S. N° 327 (Reglamento de la Ley Eléctrica) se verifica mensualmente el mecanismo de inyecciones y retiros, en el que se valorizan al costo marginal del sistema las energías que cada integrante inyectó al sistema con sus centrales, y las energías que retiró para ser entregadas a sus clientes. La suma de las inyecciones menos la suma de los retiros (ambos son valores monetarios), constituye el saldo del respectivo integrante. Mensualmente, cada integrante con saldo mensual positivo recibe esta diferencia de parte de los integrantes con saldo mensual negativo. Un saldo negativo indica que dicho integrante retiró del sistema más de lo que aportó con sus centrales. En consecuencia, si una empresa generadora integrante del CDEC no tuviera ningún contrato con clientes, no efectuaría ningún retiro y recibiría mensualmente todo el valor de sus inyecciones, es decir, la producción de sus centrales valorizada al costo marginal.

Comercialmente, cualquier empresa generadora que estudie la conveniencia de establecer un contrato con determinado cliente considerará como alternativa la situación sin contrato, en la cual no paga peajes ni asume costos por retiros en el CDEC por ese cliente. En la alternativa con contrato, el suministrador considerará como costos el valor de los retiros que efectúa en el CDEC, y los pagos por peajes en que deba incurrir, obteniendo a cambio el pago del cliente por el suministro recibido. Dicho pago debería cubrir los costos indicados y, eventualmente, dejar un margen. Es claro que el costo del peaje no lo absorbe el suministrador, sino que lo paga en definitiva el que recibe el servicio, que es el cliente, ya que en caso contrario la condición más favorable es la de sin contrato.

Monopolio en la transmisión

Técnica y económicamente el segmento transmisión no es un monopolio, ya que cualquier interesado puede desarrollar inversiones en dicha actividad, la que no está entregada en

concesión a una sola empresa en particular, lo que determina que existen varios concurrentes en esta actividad. De hecho, en el Sistema Interconectado Central, SIC, la transmisión es desarrollada por varias empresas interconectadas, tanto generadoras como distribuidoras. Se define como transmisión el transporte y transformación de energía eléctrica en tensiones que van desde 23 Kilovoltios hacia arriba, por lo que empresas distribuidoras en el SIC como EMEC, CHILQUINTA, CHILECTRA METROPOLITANA, CGE y SAESA poseen instalaciones de transmisión, que han desarrollado por su propia iniciativa y conveniencia. También hay empresas generadoras con inversiones en transmisión, como ENDESA, GENER, COLBÚN MACHICURA S.A., PEHUENCHE, PILMAIQUÉN e HIDROELÉCTRICA GUARDIA VIEJA.

Es reconocida la existencia de economías de escala en la transmisión y, sin embargo, ellas no han sido una barrera de entrada a este mercado. Como se ha dicho, muchas empresas distribuidoras y generadoras han invertido en transmisión, compitiendo con TRANSELEC y ENDESA. Este fenómeno se ha producido fundamentalmente por dos razones: en primer lugar porque, en conformidad al los artículos 32 y 81 de la ley eléctrica, existe la obligatoriedad de las empresas concesionarias de aceptar empalmes entre sí y de interconectarse, lo cual, unida a la obligatoriedad de las empresas propietarias de los sistemas de transmisión de permitir el uso de sus instalaciones para el paso de la energía eléctrica, establecida en el artículo 51 del mencionado cuerpo legal, asegura a todas las empresas, generadoras o distribuidoras, la posibilidad de acceder al sistema en igualdad de condiciones, lo que elimina cualquier barrera de entrada o posibilidad de discriminación. En segundo lugar, en el caso de las distribuidoras, porque el riesgo de invertir en transmisión de esas empresas es muy bajo, ya que la misma empresa es el cliente permanente de dichas instalaciones.

Las economías de escala se traducirían en una barrera de entrada efectiva si cada inversionista se viera obligado a establecer un sistema de transmisión propio alternativo, no conectado con otros, debiendo incurrir en los costos fijos no evitables, asociados a servidumbres, estructuras, duplicaciones por seguridad de servicio, etc. Al establecerse por ley la obligatoriedad de conexión y de paso de energía sobre las instalaciones de transmisión, la nueva inversión puede captar para sí las economías de escala del sistema existente, en particular las asociadas a distancias y seguridad de servicio, determinando los puntos de interconexión más convenientes para sus propios intereses. En consecuencia, las

economías de escala no son privilegio exclusivo del o los propietarios del sistema de transmisión existente, por lo que no se transforman en barreras de entrada a otros inversionistas.

Las inversiones y desarrollos de las empresas distribuidoras demuestran que no existe un monopolio natural, en lo que concierne a las instalaciones destinadas al transporte de la electricidad, desde el sistema troncal hacia los puntos de consumo de distribuidoras y clientes industriales, es decir, en lo que se denomina subtransmisión o transmisión secundaria, siendo los principales competidores las empresas de distribución.

El resto de las instalaciones de transmisión conforman lo que se ha dado en llamar sistema troncal, ya que su función está más ligada al uso compartido por varias centrales para llevar su producción hasta los centros de consumo, flexibilizando la operación más económica de las centrales ante distintas condiciones hidrológicas y reduciendo las inversiones requeridas para reserva ante indisponibilidad de unidades generadoras. Cabe señalar que la distinción entre instalaciones pertenecientes al sistema troncal y las de transmisión secundaria no es siempre evidente, y en muchos casos determinadas líneas y subestaciones que han cumplido el rol de troncal han pasado a subtransmisión a medida que se desarrolla el sistema.

Evidentemente, para las instalaciones del sistema troncal también es válida la obligatoriedad de aceptar interconexiones, con la consecuente eliminación de barreras de entrada. También, una determinada central, alejada de los centros de consumo, es un "cliente permanente" del sistema de transmisión, ya que lo conecta al consumo, lo que ha justificado algunas de las inversiones que han desarrollado empresas de generación. Los inversionistas en nuevas centrales pueden optar, por lo tanto, entre desarrollar un sistema de transmisión desde su central hasta el punto de conexión con el sistema que le resulte más ventajoso. Se aprecia entonces que para estas instalaciones, tampoco hay razones técnico-económicas que justifiquen aseverar que se está en presencia de un monopolio natural.

Por otra parte, es necesario señalar que la actividad de la transmisión, tiene también como competencia natural la actividad de la generación. En efecto, si los costos de transportar energía a un punto determinado del sistema resultan elevados, aparece obviamente la alternativa de instalar generación local más económica. A este respecto, cabe recordar que la legislación también permite a cualquier inversionista participar en el segmento de la generación, lo que ocurrirá si las condiciones económicas lo justifi-

can. El desarrollo de las centrales térmicas en el SIC pone de manifiesto la competencia que la generación local presenta a la transmisión.

Finalmente, es conveniente destacar que ENDESA se ha desprendido de importantes activos de transmisión: En efecto, empresas como Sistema de Transmisión del Sur (STS), la Compañía General de Electricidad S.A. (CGE), Empresa Eléctrica Transnet S.A., Emelectric y otras, están administrando y explotando sistemas de transmisión eléctrica en el norte y sur del país, que fueron adquiridos a dicha generadora. Por último, es importante señalar que con posterioridad ENDESA transfirió la totalidad de sus activos de transmisión, incluso aquellas líneas consideradas de evacuación o inyección, a Transelec, principal empresa de transmisión del país. Aún más, en este mismo orden de consideraciones adelantamos en esta parte del trabajo que en el mes de octubre de 2000, dicha empresa de transmisión ha dejado de ser filial de Endesa, pasando su propiedad a manos canadienses.

II. EL MERCADO Y LOS PRECIOS DE TRANSMISIÓN EN EL D.F.L. N° 1, DE MINERÍA, DE 1982, Y SU REGLAMENTO

La Ley Eléctrica estableció un esquema de funcionamiento del sistema eléctrico fundado en principios de eficiencia y búsqueda del óptimo económico y social.

En la operación interconectada del sistema eléctrico, la Ley Eléctrica estableció que las distintas centrales y líneas de transporte operaran coordinadas por un organismo denominado Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), el que despacha las centrales generadoras conforme a su grado de eficiencia económica, de modo que siempre el sistema esté funcionando a su costo más bajo (Art. 81 DFL N° 1 y Arts. 263, y siguientes del Decreto N° 327 del Ministerio de Minería de 1998).

De acuerdo a la ley, y como se señaló anteriormente, la generación de electricidad es independiente de su comercialización, siendo incluso posible que en la operación a mínimo costo una central que ha vendido toda su producción no entre a generar en un momento dado. Esto hace que necesariamente haya transferencias de electricidad (energía y potencia) entre generadores cuando los generadores más ineficientes, desde el punto de vista del costo, son desplazados del sistema por los generadores más eficientes. En este caso el generador más eficiente que ha vendido su electricidad, por ejemplo con un

contrato a largo plazo, deberá comprar electricidad al generador (o conjunto de generadores) que lo desplazaron del sistema. Estas transferencias de energía y potencia se valorizan a costo marginal instantáneo, que es el costo del sistema de producir una unidad adicional de electricidad. El CDEC es el organismo que calcula en cada momento el costo marginal instantáneo y lleva una cuenta corriente entre sus integrantes en relación a las transferencias de electricidad que se producen entre ellos.

En virtud de la operación interconectada de las centrales generadoras estas obtienen también importantes beneficios, que solo son posibles dada la existencia del sistema de transmisión. A título de ejemplo nos referiremos a alguno de ellos.

Seguridad del suministro: Una Central que no está interconectada a un sistema eléctrico no puede ofrecer a ningún cliente seguridad en el suministro, pues en caso de períodos de mantención obligatoria o en caso de falla, el cliente vería interrumpido su suministro por el período de mantención o falla.

Ninguna central tendría clientes si no pudiera ofrecer esta seguridad de suministro, salvo clientes cautivos en sistemas no interconectados.

Respaldo sin necesidad de inversión en unidades de reserva: Como una central no tendría clientes si su suministro prometido estuviera sujeto a interrupciones por fallas o mantenimiento, para poder comercializar su electricidad las centrales generadoras tendrían que realizar enormes inversiones adicionales en unidades de reserva. La existencia del sistema de transmisión y la operación interconectada permiten evitar esas inversiones, pues el conjunto de generadores interconectados se respaldan entre sí, con la sensible ventaja económica que esto significa y a un bajísimo costo.

Acceso al mercado eléctrico entre generadores al costo marginal instantáneo de la electricidad: Previamente se señaló que las transferencias de energía y potencia entre generadores se valorizan a costo marginal instantáneo. Por lo tanto, un generador siempre podrá vender su electricidad a su costo marginal si es el menos eficiente de los generadores despachados o al costo marginal de otro productor aún menos eficiente. Si el productor no estuviera interconectado, solo podría vender su energía y potencia en la barra en que entrega la electricidad a sus clientes y no podría acceder al mercado de transferencias del CDEC.

Posibilidad de comercializar energía en cualquier punto del sistema: Conforme se expuso, en el sistema eléctrico nacional la produc-

ción de electricidad es independiente de su comercialización. En esta virtud una central puede no solo comercializar energía que no produce, por no estar despachada en un momento dado por cualquier motivo, sino que puede hacerlo en lugares distantes de sus instalaciones. Si no fuera por el sistema de transmisión, un generador, para vender su energía debería llegar directamente a cada cliente con su energía y potencia a través de un sistema de transmisión de su propiedad. En virtud del sistema de transmisión existente, el generador puede vender su energía y la energía producida por otros en cualquier punto del sistema de transmisión, sin necesidad de construir uno propio y así aprovechar, además, las economías de escala de la transmisión.

Es evidente que beneficios de la magnitud señalada, que son posibles dado que existe un sistema de transmisión proveído por un tercero y al cual se accede expedita y libremente, no pueden ser concedidos en forma gratuita y por mera liberalidad del legislador con los bienes y la actividad empresarial ajena. Tal circunstancia importaría un enriquecimiento sin causa del generador, a costa de las inversiones y de la actividad económica de un tercero. Por este motivo la ley ha establecido una retribución al propietario de los sistemas de transmisión eléctrica que son utilizados por terceros, como justa compensación de parte de quienes imponen el uso de los bienes que conforman tal sistema. Por ello la ley ha diseñado los mecanismos de compensación y de remuneración del transmisor, sin que sea concebible la existencia de centrales interconectadas que solo reciben los beneficios del sistema sin concurrir a sus costos y retribución.

1 LA TARIFICACIÓN EN LA LEY ELÉCTRICA

En el establecimiento del sistema de precios del sector eléctrico, la ley hace consideraciones diferentes para pequeños y grandes usuarios. Para los pequeños usuarios, de demanda de potencia inferior a 2.000 kW, establece precios regulados, debido a que deben abastecerse forzadamente de las redes de distribución, pertenecientes a la empresa de distribución, que opera como monopolio natural en su área geográfica, y al no tener sustitutos pierden su capacidad de negociación.

Para los grandes usuarios (con demanda superior a 2.000 kW) 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. Entonces, el mercado de grandes usuarios es considerado como competitivo.

Así, la ley distingue entre los suministros para que los distribuidores atiendan a clientes cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 kW y los suministros para clientes cuya potencia conectada es superior a la indicada.

En el primer caso, la generadora debe vender a la empresa distribuidora (v.gr. Chilectra S.A.) su energía y potencia a "precio de nudo" o precio de generación-transporte como lo denomina la ley. La distribuidora tiene a su vez respecto de estos clientes obligatoriedad de servicio a precio regulado dentro de su área de concesión (artículo 74 DFL N° 1).

Los precios básicos de la energía y la potencia son calculados semestralmente por la Comisión Nacional de Energía, los que se extienden a los distintos nudos del sistema eléctrico sobre la base de recargos por pérdidas marginales de energía y potencia en la transmisión, denominados factores de penalización (Arts. 99 DFL N° 1).

1.1. Precios de generadores a clientes libres

Los generadores pueden también vender directamente a los consumidores cuya potencia conectada es superior a 2.000 kW; para estos "clientes libres" no existe un precio regulado para el generador.

1.2. Precios a nivel de distribución

Los precios que deben cobrar las empresas distribuidoras a sus clientes menores de 2.000 kW de potencia conectada, como son la mayoría del público y las pequeñas empresas, son regulados. Estos precios se obtienen a partir de los precios de nudo más un recargo por transformación y distancia y de más valores agregados por distribución.

1.3. Precios entre generadores

Por efecto de la operación interconectada, coordinada y a mínimo costo del sistema eléctrico, deben necesariamente producirse transferencias de energía y potencia entre generadores. La Ley establece que estas transferencias se realicen al costo marginal instantáneo de la energía y potencia, es decir, el precio de transferencia entre generadoras será el del costo de producción del generador más ineficiente que esté despachado en un momento dado, pues ese es para el sistema eléctrico el costo de producir las unidades adicionales o las últimas unidades de electricidad que el sistema requiera (Art. 91 DFL N° 1).

Como estas transferencias se producen en las distintas barras del sistema, para cada una de ellas el CDEC determina un "factor de penaliza-

ción instantáneo”, que corresponde al valor de las pérdidas marginales de transmisión de energía (disipación de energía por calentamiento del cable transmisor, entre otras causas), entre la barra base en que se determina el costo marginal instantáneo y las demás barras del sistema. Tenemos, en consecuencia, que en cada barra existe un “precio de nudo” y un “precio o costo marginal instantáneo”. Al precio de nudo se efectúan las transferencias de generadores a distribuidores para sus clientes con precio regulado, según se expuso, y a precio o costo marginal instantáneo se valorizan las transferencias de electricidad entre los generadores.

1.4. Precios para el sistema de transmisión

Mientras todo el sistema eléctrico nacional (salvo autoproducidos) estuvo en manos del Estado, no fue necesario fijar precio o remuneración a la transmisión eléctrica de los sistemas interconectados, por cuanto la transmisión era un costo adicional a la generación y no era necesario separarlo de los de esta.

A partir de la privatización de las principales generadoras pertenecientes a la entonces estatal Endesa y de las principales empresas de distribución, fue necesario regular el uso de los sistemas de transmisión por parte de terceros, ya que a partir de ese momento hubo generadores independientes de Endesa, dueña del sistema de transmisión, que empezaron a funcionar interconectados, tales como Gener S.A., Empresa Eléctrica Colbún Machicura S.A., Pullinque S.A. y otros.

Por tal motivo se dictó el DFL N° 1 en el año 1982 y luego la Ley 18.922 en 1990, que perfeccionó y complementó el sistema de servidumbres de paso de electricidad en los sistemas interconectados, adicionando los artículos 51 A a 51 G al DFL N° 1, estableciendo, entre otras materias, una tarificación especial a la transmisión. Esta tarificación que se analizará en detalle más adelante, comprende los siguientes elementos:

El propietario de instalaciones de transmisión debe percibir una retribución anual que le permita recuperar sus costos, consistentes en:

- El costo anual asociado a la inversión, el que corresponde a la anualidad calculada sobre el Valor Nuevo de Reemplazo de las Instalaciones (AVNR), en base a una vida útil de estas no inferior a 30 años y tasa de actualización igual a la que se hubiera utilizado para el cálculo de los precios de nudo (10%).
- Los costos anuales que se incurren en la explotación de las instalaciones, es decir, los

Costos de Operación y Mantenimiento (COYM).

Luego, el monto de la retribución anual del transmisor es igual a la suma del AVNR más el COYM.

El artículo 51 C del DFL N° 1 señala que el propietario de líneas y subestaciones tiene derecho a percibir tal retribución mediante el Ingreso Tarifario (IT), el Peaje Básico y, cuando corresponda, el Peaje Adicional.

a) *El Ingreso Tarifario* es la cantidad que tiene derecho a percibir el propietario de instalaciones de transmisión proveniente de las diferencias que se produzcan al aplicar los precios de nudo de electricidad que rijan en los distintos nudos del área de influencia respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía, en dichos nudos.

El Ingreso Tarifario se estima en base a los precios de nudo vigentes a la fecha de determinación del peaje, en condiciones normales de operación esperada.

Considerando que la diferencia de precio de nudo entre un nudo y otro está dada por las pérdidas marginales que se producen para transmitir energía y potencia entre dichos nudos, el Ingreso Tarifario representa el costo marginal de la transmisión.

Si el sistema de transmisión no presentara economías de escala, si no tuviera instalaciones para proporcionar la seguridad de servicio que se exige al producto electricidad y la estandarización de tensiones no exigiera inversiones discretas, la tarificación marginal de la transmisión, es decir el Ingreso Tarifario, le permitiría al propietario de las instalaciones percibir el retorno anual necesario para su equilibrio financiero.

Pero como es sabido, el sistema de transmisión presenta economías de escala, existen instalaciones que proporcionan seguridad de servicio y las inversiones son discretas producto de la indivisibilidad de los proyectos. En consecuencia, la tarificación de la transmisión a costo marginal no permite garantizar su viabilidad, por lo que resulta necesario agregar un pago adicional que se percibe a través del Peaje.

b) El Peaje Básico es la cantidad que resulta de sumar las Anualidades del Valor Nuevo de Reemplazo más los Costos de Operación y Mantenimiento de las instalaciones involucradas en un área de influencia, deducido el Ingreso Tarifario indicado en a)

Luego, el peaje es igual a la suma del AVNR más el COyM y menos el IT.

c) *El Peaje Adicional* es el esquivamente al Peaje Básico, pero en tanto este último se cobra respecto de las líneas e instalaciones que forman parte del área de influencia, el Peaje Adicional se cobra respecto de aquellas instalaciones que utiliza el generador y que quedan fuera de su área de influencia. Ambos peajes se calculan sobre las mismas bases, solo que se aplican a distintas instalaciones según estén o no dentro del área de influencia de la central respectiva.

Como se ha descrito, para calcular el monto que debe pagar el generador que utiliza instalaciones de transmisión que no son de su propiedad, se descuenta del AVNR + COYM de las instalaciones de las cuales hace uso, una estimación de los Ingresos Tarifarios, pues en la ley se ha concebido que dichos Ingresos Tarifarios los percibirá el propietario de las instalaciones de transmisión a través del Centro de Despacho Económico de Carga.

En efecto, en el CDEC, al valorizar las inyecciones y retiros para cada tramo del sistema de transmisión, queda un saldo para los propietarios de dichos tramos. Si estas valorizaciones se realizaran a precio de nudo, dicho saldo correspondería al Ingreso Tarifario que se descuenta del peaje por el uso de las instalaciones de transmisión.

Sin embargo, dado que en el CDEC la valorización de las inyecciones y retiros se realiza a costo marginal instantáneo, los propietarios de instalaciones de transmisión reciben del CDEC una cantidad distinta al descontado como Ingreso Tarifario.

Esta distinta valorización, según se verá más adelante, cobra mucha importancia para la percepción por el propietario del sistema de transmisión de los llamados Ingresos Tarifarios (IT), a que se refiere el artículo 51 C del DFL N° 1.

Estos conceptos volverán a tratarse, con mayor profundidad, al analizar la retribución al propietario en el punto 3 subsiguiente.

2. LAS SERVIDUMBRES LEGALES ELÉCTRICAS

2.1. *Las servidumbres eléctricas en general*

Las servidumbres se definen en nuestra legislación civil como "un gravamen impuesto sobre un predio en utilidad de otro predio de distinto dueño" (Art. 820 Código Civil).

Cuando se habla en el campo del Derecho Civil de servidumbre siempre nos estamos refiriendo a las servidumbres prediales donde el

derecho y el gravamen se sitúan en los respectivos predios o fundos, para uso y obligación de sus propietarios o tenedores con independencia de quienes estos sean y del título en virtud del cual hayan adquirido el dominio o la tenencia del respectivo predio dominante y sirviente.

El Derecho Administrativo ha establecido también servidumbres, esto es, ciertos derechos y gravámenes que afectan propiedades de terceros en beneficio de la utilidad pública o de ciertas industrias y es así que se conocen las servidumbres mineras en beneficio de la explotación de una mina, las servidumbres para ferrocarriles, para conductores de agua, de gas y se han establecido también las servidumbres eléctricas a las que nos referiremos en detalle.

En la mayoría de los casos de las servidumbres administrativas, es difícil encontrar la existencia de un predio dominante y un predio sirviente, circunstancia que se hará presente incluso en la servidumbre legal que existió en el derogado artículo 840 del Código Civil, en beneficio de la navegación fluvial.

El moderno Derecho Administrativo concibe las servidumbres como gravámenes en la propiedad de otro, aunque no estén establecidos en favor o beneficio de un predio sino de la utilidad pública o de una industria y las concibe también como gravámenes a ciertos bienes que no constituyen predios o fundos, como las postaciones y líneas eléctricas (Art. 51 DFL N° 1 de 1982).

En nuestro Derecho Administrativo las servidumbres tienen su origen positivo también en la disposición del artículo 19 N° 24, de la Constitución, según el cual el legislador puede imponer a la propiedad privada "las limitaciones y obligaciones que deriven de su función social" en favor de los intereses generales de la nación, la seguridad nacional, la utilidad y la salubridad públicas y la conservación del patrimonio ambiental.

Si bien en el fondo la servidumbre administrativa tiene, al igual que la servidumbre civil, el carácter de limitación del dominio, su fundamento jurídico es sustancialmente diferente, pues la institución, como de Derecho Público que es, está inspirada exclusivamente por móviles de interés general.

La servidumbre administrativa tiene por objeto gravar un bien perteneciente al dominio privado en beneficio público, ya sea este general del Estado, la utilidad y la salubridad públicas y la conservación del patrimonio ambiental.

La servidumbres es, en consecuencia, impuesta soberanamente por el Estado y se aprovecha de ella toda la colectividad, o una industria.

En principio, se aplican a las servidumbres administrativas muchas de las clasificaciones de las servidumbres civiles, de allí que ellas pueden ser: continuas o discontinuas; positivas o negativas, según impongan o no al propietario la obligación de hacer algo; aparentes o inaparentes, según estén o no permanentemente a la vista, etc.

El capítulo V del DFL N° 1 contiene las disposiciones relativas a las servidumbres eléctricas, donde se distinguen distintas clases de ellas, a saber:

(A) Servidumbres de Obras Hidroeléctricas (Art. 49 DFL N° 1)

Otorgan los siguientes derechos:

- a) Ocupar los terrenos que se necesitan para las obras.
- b) Ocupar y cerrar hasta una extensión de media hectárea los terrenos contiguos a la bocatoma.
- c) Ocupar y cerrar los terrenos necesarios para embalses y otras obras requeridas para las instalaciones hidroeléctricas.

(B) Servidumbres en favor del concesionario de Líneas de Transporte, Subestaciones y de Servicio Público de Distribución (Art. 50 DFL N° 1).

Otorgan los siguientes derechos:

- a) Tender líneas aéreas o subterráneas a través de propiedades ajenas.
- b) Ocupar los terrenos necesarios para el transporte de la energía eléctrica desde la central generadora o subestación hasta los puntos de consumo o aplicación.
- c) Ocupar y cerrar los terrenos necesarios para las subestaciones eléctricas, incluyendo habitaciones para su personal.

(C) Servidumbres que gravan a los propietarios de líneas eléctricas para permitir el uso de torres o postes y para el paso de energía eléctrica. (Art. 51 DFL N° 1)

Confieren los siguientes derechos:

- a) Permiten el uso de postes o torres para el establecimiento de otras líneas eléctricas.
- b) Permiten el uso de las demás instalaciones necesarias para el paso de energía eléctrica, tales como líneas aéreas o subterráneas, subestaciones y obras anexas.

Esta servidumbre solo puede imponerse a quienes a su vez hagan uso de las servidumbres

a que se refiere la letra B precedente o que usen bienes nacionales de uso público como calles y vías públicas, en su trazado.

Son estas últimas las que adquieren relevancia para el mercado de la transmisión y generación.

Desde un punto de vista jurídico las servidumbres descritas son las denominadas legales, esto es, aquellas que pueden ser impuestas aun en contra de la voluntad del propietario del inmueble o de las instalaciones afectadas.

2.2. Las servidumbres eléctricas para el uso de torres, postes y paso de energía eléctrica (Art. 51 DFL N° 1).

2.2.1 Caso General:

Las servidumbres eléctricas para el uso de torres o postes y para el paso de energía eléctrica son las que permiten el paso de electricidad por sistemas de transmisión de terceros, particularmente en el caso de los sistemas que operan interconectados.

Estas servidumbres tienen el carácter de legales o forzosas, ya que la ley autoriza a los interesados para "imponer este permiso" al propietario de las líneas e instalaciones (Art. 51 DFL N° 1). Se caracterizan por lo siguiente:

- a) Quien la impone debe hacerlo para el uso de postes o torres para establecer líneas eléctricas o para el uso de instalaciones necesarias para el paso de energía eléctrica, tales como líneas aéreas, o subterráneas, subestaciones y obras anexas. (Art. 51 inc. 1° DFL N° 1).
- b) Las instalaciones y sus obras complementarias deben tener capacidad suficiente para soportar el uso adicional que se solicita o de lo contrario el interesado deberá, a su costa, aumentar la capacidad de las instalaciones del dueño de estas (Art. 51 N° 1 DFL N° 1).
- c) Quien desee imponer la servidumbre deberá indemnizar al propietario (Art. 51 N° 1 DFL N° 1).

El interesado deberá pagar "todo otro perjuicio que se produjere en la instalación existente con motivo de la constitución de la servidumbre de paso" (Art. 51 N° 4 DFL N° 1).

- d) El interesado deberá concurrir proporcionalmente a los gastos de mantención y operación de las instalaciones que usen en común (Art. 51 N° 2 DFL N° 1).
- e) Constituida la servidumbre y efectuado el pago de la indemnización que corresponda, esta es de carácter indefinido y durará mien-

tras se usen las instalaciones que le dan origen, y se cumpla con los pagos periódicos al propietario que ordena la ley. La servidumbre puede sufrir cambios motivados por el dueño de las instalaciones que varía su trazado o la ubicación de ellas. Los gastos que al interesado le origine el cambio son de su cargo y no puede oponerse a ellos (Art. 51 N° 3 DFL N° 1).

2.2.2. Caso especial de los sistemas que operan en forma interconectada (Art. 51 A)

En el caso de los sistemas eléctricos en los cuales se efectúe la regulación del precio de nudo a que se refiere el número 1 del artículo 96 del DFL N° 1, las servidumbres de paso de energía eléctrica que se originen por la interconexión a estos sistemas de centrales generadoras se regirán por el artículo 51 y, además, por las disposiciones contenidas en los artículos 51 B al 51 E del DFL N° 1, las que se desarrollan a continuación.

3. LA RETRIBUCIÓN AL PROPIETARIO

Correlativamente a la obligación del propietario del sistema de transmisión de aceptar forzadamente el gravamen de uso de sus instalaciones por un tercero, la ley estableció en su favor una retribución.

La retribución es el pago periódico anual ("anualidad") que tiene derecho a percibir el propietario por el uso que un tercero, que impone una servidumbre, hace de las líneas, subestaciones y demás instalaciones del sistema eléctrico afectado por la inyección de potencia y energía de una central generadora. La retribución, como se dijo, está constituida por el ingreso tarifario, el peaje básico y, cuando correspondiere, el peaje adicional (Art. 51 DFL N° 1).

Por determinación del artículo 51 A del DFL N° 1, las disposiciones sobre pago de indemnización y retribución de servidumbres contenidas en el artículo 51, y las normas complementarias consignadas en los artículos 51 B al 51 E del DFL N° 1, no serán aplicables cuando las partes convengan condiciones distintas.

En conformidad a lo anterior:

– En los sistemas que operan interconectados por disposición de la ley, las servidumbres eléctricas se rigen por las reglas generales del artículo 51 del DFL N° 1 y por las reglas complementarias contenidas en los artículos 51 B al 51 E del DFL N° 1. Así resulta con claridad de lo preceptuado por el artículo 51 A del citado cuerpo legal.

- Los pagos por concepto de servidumbres pueden ser libremente convenidos por las partes bajo cualquier modalidad, lo que implica que el paso de energía y potencia eléctricas de terceros por instalaciones propias puede ser acordado bajo diversas formas como serían por ejemplo, servidumbres voluntarias de paso (en oposición a servidumbres legales impuestas), arriendo de instalaciones, la prestación de servicios de transporte de energía y potencia, prestación de servicios de transformación, etc.
- A falta de un acuerdo entre las partes en relación a estas materias, rigen necesariamente las disposiciones de la ley contenidas en los artículos 51 y 51 B al 51 E, del DFL N° 1.

Estas normas, en resumen, señalan lo siguiente:

3.1. *Uso de instalaciones:* La ley presume que una central hace uso efectivo de las instalaciones de propiedad de un tercero (líneas y subestaciones) que se encuentran dentro de su área de influencia en el sistema eléctrico respectivo (interconectado). (Art. 51 B inc. 1° DFL N° 1). Así, determinada el área de influencia de una central todas las instalaciones que se encuentren dentro de ella quedan afectadas a retribución para el propietario de tales instalaciones.

3.2. *Área de influencia:* Según la ley, se entiende por área de influencia el conjunto de líneas subestaciones y demás instalaciones del sistema eléctrico, directa y necesariamente afectado por las inyecciones de potencia y energía de una central generadora (Art. 51 B inciso 2° DFL N° 1).

De acuerdo a este principio legal, cualquier cambio en el uso de una instalación como podría ser el aumento o la disminución de la potencia o energía transportada o transformada como consecuencia del aumento o disminución de la inyección, respectivamente, de energía o potencia de una central, implica que tal instalación se encuentra dentro del área de influencia de esa central, al ser directa y necesariamente afectada por esta.

3.3. *Comercialización de Energía y Pago de Peaje:* La presunción que hace la ley de uso efectivo de instalaciones, no se altera por el lugar o la forma en que el generador comercialice su potencia y energía y por consiguiente debe pagar los correspondientes peajes por todas las instalaciones involucradas (Art. 51 B inc. 1° DFL N° 1).

3.4. *Retribución por el uso de instalaciones de terceros:* Aunque con anterioridad ya hemos señalado algunos conceptos, para no perder una visión global que permita una adecuada comprensión del tema que nos ocupa, conviene esquemáticamente señalar lo siguiente:

El Artículo 51 C, en su inciso 1°, señala que el uso de instalaciones a que se refiere el artículo 51 B de la ley, da derecho al propietario de las líneas e instalaciones involucradas a percibir la retribución, constituida por el ingreso tarifario, el peaje básico y el peaje adicional, cuando corresponda.

Los componentes y características de la retribución según la ley, se definen como sigue:

(a) *El ingreso tarifario:* La ley denomina así a la cantidad que percibe el propietario de las líneas y subestaciones involucradas por las diferencias que se produzcan en la aplicación de los precios de nudo de electricidad que fijan en los distintos nudos del áreas de influencia respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía en dichos nudos (Art. 51 C DFL N° 1).

El artículo 263 del Decreto N° 327/98 del Ministerio de Minería (Diario Oficial 10 de septiembre de 1998), Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, dispone que el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) calculará por cada hora o grupo de horas de igual demanda el costo marginal instantáneo de energía del sistema en las barras de aquellas subestaciones en las que las inyecciones y retiros de energía originen transferencias entre integrantes del CDEC. Para estos efectos las inyecciones se considerarán provenientes ya sea de centrales o bien de líneas de transporte. Los retiros se considerarán destinados a clientes o bien a ser transmitidos por otras líneas de transporte. Por costo marginal de energía se entenderá el costo en el que el sistema eléctrico, en conjunto, incurre en promedio durante una hora para suministrar una unidad adicional de energía en la barra correspondiente, considerando la operación óptima determinada por el CDEC (Art. 263, Decreto N° 327/98).

Las inyecciones y retiros operan como si fueran verdaderas compras y ventas de energía entre los generadores y líneas de transmisión y entre estas últimas, en cada barra donde se producen transferencias entre integrantes del CDEC, valorándose las inyecciones como si fueran ventas y los retiros como compras del sistema. Mensualmente se liquidan entre los integrantes del CDEC los movimientos del mes, anotándose con signo positivo las inyecciones (ventas) y con signo negativo los retiros (compras), valorándose por el costo marginal instan-

táneo correspondiente (Art. 263 y siguientes del Decreto N° 327/98).

La circunstancia que las transferencias de potencia y energía se paguen entre generadoras y líneas de transmisión a costo marginal calculado de acuerdo a las decisiones que al respecto toma el CDEC, hace que se produzca una diferencia, a veces apreciable, entre lo que el transmisor recibe del CDEC con lo que tiene derecho a percibir como Ingreso Tarifario. De no pagarse esta diferencia ocurriría que los generadores, que sin la intervención del transmisor fijan el monto a pagar por concepto de transferencias en el CDEC, no cubrirían el pago de los ingresos tarifarios, los que en definitiva no serían pagados por nadie. Debe recordarse que los generadores descuentan completos de la anualidad (AVNR + COYM) los ingresos tarifarios estimados para los próximos cinco años, bajo el supuesto que estos IT son percibidos por el transmisor en el CDEC.

(b) *El peaje básico:* Es la anualidad o pago anual, correspondiente a los costos de operación, mantenimiento y de inversión en las líneas, subestaciones y demás instalaciones involucradas en un área de influencia, deducido el monto correspondiente al ingreso tarifario anual. (Art. 51 C inc. 3° DFL N° 1).

Para los efectos anteriores el ingreso tarifario se estimará para un período de cinco años sobre la base de los precios de nudo vigentes a la fecha de la determinación del peaje, en condiciones normales de operación esperadas (Art. 51 C inc. 3° DFL N° 1).

Una vez calculado el peaje básico respecto de las correspondientes instalaciones involucradas, este se prorratea entre los usuarios según la potencia máxima transitada por cada usuario, respecto de la potencia máxima total transitada por todos los usuarios incluido el dueño de las líneas y demás instalaciones referidas. (Art. 51 C inc. 4° DFL N° 1).

Esta retribución, a prorrata del costo de la transmisión, permite que todos los usuarios reciban los beneficios económicos de las economías de escala de la transmisión.

(c) *El peaje adicional.* Se calcula de la misma forma que el peaje básico, solo que se refiere a las líneas e instalaciones involucradas que utilice el generador para comercializar su energía y potencia fuera del área de influencia de su central (Art. 51 E DFL N° 1).

(d) *El pago del peaje básico es anticipado y anual:* El pago del peaje básico es una cantidad anual que debe pagarse anticipadamente, y su pago habilita al propietario de la central genera-

dora para retirar electricidad en todos los nudos ubicados dentro del área de influencia de la central (Art. 51 D DFL N° 1). Que el pago debe ser anticipado es una tesis que no ha sido acogida por la jurisprudencia.

Adicionalmente, el pago del peaje básico anual da derecho a la central generadora a retirar electricidad, sin pagos adicionales, en todos los nudos desde los cuales, en condiciones típicas de operación del sistema, se produzcan transmisiones físicas netas hacia el área de influencia. Las transmisiones netas, para estos efectos, se definen como la transmisión media de energía a lo largo de un año calendario. Este derecho subsistirá en tanto se mantenga la transmisión neta hacia el área de influencia. (Art. 51 D DFL N° 1).

(e) *Reajustabilidad del peaje*: La fórmula de reajuste del peaje deberá ser propuesta por el propietario de las líneas y subestaciones involucradas, al interesado en constituir servidumbre sobre los mismos. (Art. 51 F inciso 1° DFL N° 1).

(f) *Vigencia de los peajes*: Acordados por las partes o fijados por el Tribunal Arbitral los montos de los peajes y su reajustabilidad regirán por un período no inferior a cinco años, o por el término superior que aquellas acuerden (Ar. 51 F inciso 7° DFL N° 1).

(g) *Publicación de valores nuevos de reemplazo y costos de operación y mantenimiento*: El transmisor, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 51 F inciso 8° del DFL N° 1, debe publicar cada cinco años, a lo menos, los Valores Nuevos de Reemplazo (VNR) y costos de Operación y Mantenimiento (COYM) aplicables a los distintos tramos de sus instalaciones, manteniendo indexados dichos valores mediante fórmulas que permiten reajustar sus valores en función de índices representativos de los costos de transmisión. A partir de estos valores puede determinarse el peaje por el uso de cualquier instalación de transmisión.

(h) *Determinación de la anualidad por los Costos de Operación y mantenimiento (COYM)*: Para estos efectos se utiliza la publicación mencionada en el párrafo anterior, respecto de cada una de las instalaciones involucradas que dan lugar al plago de peaje. Los COYM se estiman de acuerdo a la experiencia de la industria eléctrica en general y de las empresas de transmisión en particular.

(i) *Anualidad de las Inversiones*: Estas se determinan en base a los Valores Nuevos de

Reemplazo (VNR) publicados, relativos a las líneas e instalaciones involucradas en el pago del peaje, considerando una vida útil de 30 años y una tasa de actualización igual a la utilizada en la fijación y cálculo de los precios de nudo, que corresponde a un 10% (Art. 99 DFL N° 1).

El VNR corresponde al costo de capital de una instalación nueva de las mismas características, que presta los mismos servicios. En base a este costo se establece una renta anual o anualidad que reemplaza la renta que podría obtener el transmisor usando él la línea o cediendo esa capacidad a un tercero. Para evitar un cobro excesivo por este concepto se utiliza el VNR, pues de esa forma no se traspaasa al usuario el mayor costo histórico que pudieran tener las instalaciones del transmisor.

El acceso abierto y sin restricciones de todos los generadores al sistema de la transmisión, unido a la mayor regulación, establecida por el legislador, para determinar los peajes, y al hecho de que existe la vía arbitral para resolver los desacuerdos que pudieren existir entre generador y transmisor, dejan de manifiesto que las oportunidades de inversión en el área de la transmisión pueden ser absorbidas tanto por los actuales dueños de las instalaciones como por nuevos inversionistas, no existiendo obligación para los primeros ni limitación para los segundos.

III. FORTALECIMIENTO DE LAS FACULTADES SANCIONATORIAS DE LA SEC. REFORMA A LA LEY 18.410.

Quien desee entregar una visión medianamente completa e integral el mercado de la transmisión, no puede dejar de mencionar la reforma legal que tuvo por objeto fortalecer el rol fiscalizador y sancionador de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

La ley N° 19.613, publicada en el Diario Oficial de fecha 8 de junio de 1999, modifica tanto el DFL N° 1, de Minería, de 1982, es decir, la Ley General de Servicios Eléctricos, como la Ley N° 18.410, Orgánica de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

El declarado propósito de esta reforma ha sido el fortalecimiento del régimen de fiscalización del sector eléctrico y lo hace de un modo que, a juicio de la inmensa mayoría de las empresas eléctricas, sobrepasa el marco constitucional, tal como se hizo presente a la H. Cámara de Diputados primero y al H. Senado con posterioridad. Con algunas observaciones formuladas

al proyecto acogidas y con otras no consideradas, el proyecto se convirtió en ley.

Este cuerpo legal establece un cúmulo de normas jurídicas que le entrega facultades de fiscalización extraordinariamente importantes a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante indistintamente SEC, lo que se demuestra en los siguientes aspectos:

- a) Entrega de información. Se establece que la SEC podrá requerir a las personas y empresas sometidas a su fiscalización y a las empresas relacionadas que mantengan transacciones con aquellas, cualquier información que fuese necesaria para el ejercicio de sus funciones. Asimismo, se debe informar a dicho organismo de todo hecho esencial relativo a la actividad fiscalizada. Lo anterior incluye la entrega de documentos y no se pueden invocar cláusulas de confidencialidad.
- b) Puede solicitar la declaración de testigos.
- c) Puede exigir la realización de auditorías técnicas para comprobar la veracidad y exactitud de la información que se le entregue, a costa de la empresa fiscalizada.
- d) Puede citar a declarar a los representantes legales, directores y administradores de las empresas.
- e) Los funcionarios de la SEC tienen libre acceso a las dependencias eléctricas.
- f) Los funcionarios de la SEC tienen calidad de ministros de fe en la verificación de los hechos constitutivos de las infracciones y los hechos que ellos constaten constituyen una presunción legal.
- g) La SEC puede aplicar e interpretar las disposiciones legales y reglamentarias en materia eléctrica.
- h) La SEC puede impartir instrucciones de carácter general a las empresas fiscalizadas.
- i) Puede aplicar multas que, dependiendo de su entidad, puede llegar a un máximo de 6 millones de dólares, sin perjuicio de otras sanciones que se contemplan. Entre las infracciones se cuenta la desobediencia de cualquier instrucción del propio ente sancionador.

Todo el conjunto de facultades que dicha reforma entregó a la SEC, unidas a las que tenía con anterioridad, lo convirtieron en un ente con atribuciones exorbitantes que, apreciadas en conjunto, pocas autoridades de la administración del Estado tienen. Lo anterior, pone a la empresa de transmisión así como a los demás entes del sector, ante un marco legal muy estricto y con mayores grados de riesgo e incertidumbre.

V. JURISPRUDENCIA EN MATERIA DE PEAJES DE TRANSMISIÓN

Una mirada a la escasa jurisprudencia existente en materia de peajes de transmisión, permitirá comprender mejor los aspectos más técnicos, los oscuros y vacíos de la actual legislación.

Desde la reforma del año 1990 que introdujo al DFL N° 1, de Minería de 1982, entre otros el artículo 51 G, el cual estableció el mecanismo del arbitraje forzoso como medio de solución de las controversias de peajes, solo se han verificado los siguientes arbitrajes: en el año 1991 entre ENDESA y la Empresa Eléctrica Colbún Machicura S.A. por la determinación del área de influencia de sus centrales del mismo nombre; en el año 1998 entre TRANSELEC, por sí y en representación de ENDESA, en contra de Gener S.A., de Guacolda S.A., de Energía Verde S.A., de Sociedad Eléctrica Santiago S.A. y Arauco Generación S.A.; y en el año 1999 TRANSELEC, actuando por sí y en representación de ENDESA con la Empresa Eléctrica Colbún Machicura S.A. En todos estos casos las materias discutidas tenían directa relación con el peaje básico.

1. ARBITRAJE DEL AÑO 1991

Respecto de este arbitraje, la sentencia respectiva ha sido objeto de nuestro estudio en una publicación aparecida en la Revista Chilena de Derecho, Volumen 25 N° 2, del año 1998, páginas 477 y siguientes, y que contiene nuestra reflexión sobre el aporte de este fallo a la evolución del conocimiento de materia de peajes en transmisión.

2. ARBITRAJES CON LAS EMPRESAS DEL GRUPO GENER DE 1998

Con fecha 5 de junio de 1998, el Tribunal Arbitral que conoció de las divergencias con las empresas Gener S.A., Eléctrica Santiago S.A., Guacolda S.A., Energía Verde S.A. y Arauco Generación S.A., todas vinculadas al grupo Gener, dictó los cinco fallos arbitrales, todos los cuales tienen los mismos fundamentos, pautas y principios generales, diferenciándose solamente en cuanto a ciertos aspectos técnicos relativos a las características propias las centrales generadoras de cada una de las empresas, su ubicación y fecha de entrada en servicio.

Todas las empresas demandantes, especialmente Gener, por diversas consideraciones plantearon que no les correspondía pagar peaje básico. Esta pretensión fue rechazada por el tribunal

arbitral y, en cambio, se acogió la postura de Transelec, con algunas modificaciones.

Las resoluciones más importantes son las siguientes:

1. No ha lugar al pago de una indemnización separada y distinta de los peajes básicos, como lo había solicitado Transelec/Endesa, sustentándose en una interpretación de la ley. El Tribunal determinó que la ley eléctrica utiliza indistintamente el concepto de peajes y pago de indemnización, y que cualquier otra interpretación puede tener su origen en una deficiente e incompleta redacción legal.
2. No ha lugar a la petición subsidiaria de enriquecimiento sin causa, como lo había solicitado Transelec/Endesa para el evento que se determinara que las centrales de las demandadas no debieran pagar peaje básico. El Tribunal determinó que la sentencia contempla peajes en favor de los demandantes que cubren todos sus costos.
3. Para los cálculos de los peajes se considerarán los VNR publicados por Transelec, reducidos en un 3%.
4. Para los cálculos de los peajes se considerarán los COyM publicados por Transelec, reducidos en un 10%.
5. Los ingresos tarifarios deberán calcularse con los precios de nudo vigentes al 1 de abril de 1997, y las diferencias que se produzcan entre lo percibido desde el CDEC y los Ingresos Tarifarios descontados serán reliquidadas anualmente. Se detalla el procedimiento para esta reliquidación, el que corresponde a un procedimiento acordado en un contrato de peaje adicional anterior entre las partes, y que en su oportunidad fue propuesto por Transelec a todas las generadoras.
6. *"Se resuelve que constituye el área de influencia de las centrales de las demandadas, todas las líneas, subestaciones y demás instalaciones de transmisión comprendidas entre la subestación Puerto Montt y la subestación Maitencillo, con la sola excepción de los tramos comprendidos entre las subestaciones Charrúa, Concepción y San Vicente"*. (Esta área de influencia se denomina también como "área de uso común" de todos los generadores, y en ella no debería haber superposición de peajes básicos y adicionales).
7. Las prorratas de uso de las instalaciones del área de influencia se determinarán mediante una simulación mensual de la operación del SIC en el período de 5 años a contar del 1 de abril de 1997, considerando las 40 condiciones hidrológicas que utiliza el CDEC-SIC, y 4 bloques de demanda en cada mes. El procedimiento determina la potencia transitada por cada central en las horas de mayor carga de cada tramo, como el producto de la potencia generada por la central, multiplicada por el factor generalizado de distribución de la generación (GGDF) correspondiente a la central en el tramo.
8. Los cálculos de prorrata se realizarán con el modelo OMSIC-2 de Transelec, y sus resultados serán válidos hasta el 1 de octubre de 1999. A partir de esa fecha se utilizarán las prorratas resultantes de una corrida idéntica pero usando el modelo SDDP, esté o no formalmente aprobado su uso en el CDEC-SIC.
9. Se rechaza la fórmula de indexación propuesta por Transelec/Endesa, y en su reemplazo se ordena utilizar una fórmula de indexación acordada en contratos previos entre las partes, la que se incluye en el fallo (corresponde a la fórmula de indexación utilizada por Transelec antes de 1996).
10. Se consideran devengados los peajes básicos que deben pagar todas las demandadas a partir del 1 de abril de 1997. Estos deben ser pagados con intereses corrientes y debidamente reajustados de acuerdo al IPC, dentro de los 90 días siguientes de ejecutoriada la sentencia.
11. Se reserva a los demandantes el derecho a determinar y cobrar el peaje básico por el período anterior al 31 de marzo de 1997 (aplicable a Chilgener y Guacolda solamente).

Cálculos numéricos

La sentencia resolvió sobre todos los temas controvertidos, pero no llegó a determinar numéricamente los montos de peaje básico correspondientes, debido a la imposibilidad para el Tribunal de realizar los complejos cálculos derivados de la sentencia dictada, dentro de los plazos de duración del arbitraje.

El Tribunal en todo caso detalló las bases de cálculos, supuestos de operación, metodologías y fórmulas completas que permiten determinar lo resuelto en la sentencia. Para este fin, y después de un período de 10 días en que se pudo solicitar las aclaraciones, rectificaciones y enmiendas del caso, "las simulaciones y cálculos detallados serán realizados por las partes de consuno, y en desacuerdo de ellas, por la parte demandante, dando amplio acceso a la parte demandada a toda la información y procedimientos en que ellos se fundan".

Las partes acordaron previamente que, en caso de desacuerdo en los cálculos, cualquiera de ellas podrá solicitar al Tribunal la realización de los mismos, extendiéndole competencia para tal efecto. Se estableció, asimismo, que el Tribunal podía recurrir a peritos para la realización de los cálculos numéricos.

De esta forma, no habiendo llegado a acuerdo las partes acerca de la forma de efectuar el cálculo con las pautas entregadas por el fallo, TRANSELEC debió recurrir nuevamente al Tribunal con el objeto de solicitar formalmente que hiciera tales cálculos los que se practicaron con la asesoría del DICTUC, filial de la Pontificia Universidad Católica de Chile. Fue así como el Tribunal Arbitral dictó nueva sentencia, conteniendo los valores respectivos que debía pagar las demandadas, con fecha 20 de octubre de 1998.

3. ARBITRAJE CON LA EMPRESA ELÉCTRICA COLBÚN MACHICURA S.A. DE 1999

Con fecha 20 de enero de 1999, el Tribunal Arbitral hizo entrega de la sentencia definitiva en el juicio arbitral por indemnizaciones y peajes básicos entre Transelec-Endesa y Colbún.

Las resoluciones más importantes son las siguientes:

1. *Servidumbre de paso de energía eléctrica*

Resuelve que las servidumbres están constituidas desde la conexión y sincronización permanente de las centrales al SIC y que la única indemnización o retribución a que tiene derecho TRANSELEC por el uso que hace Colbún de sus instalaciones de transmisión son los ingresos tarifarios y peajes, no dando lugar al pago de indemnizaciones. También resuelve que las centrales de Colbún están obligadas a permanecer conectadas por los plazos convenidos en contrato de peajes o en sentencia arbitral.

2. *Áreas de influencia*

El Tribunal aplicó en general el criterio que, por el período previo a la sentencia, el área de influencia se extendía hasta la subestación San Isidro por el norte, y a partir de ella, se extenderá hasta la subestación Maitencillo. Dado que el peaje se fija por anualidades, las fechas precisas para cada central son distintas, como se indica a continuación:

Centrales Colbún y Machicura: se extiende entre las subestaciones Alto Jahuel y San Isidro desde el 21 de agosto de 1997 hasta el 20 de

agosto de 1999, y entre Alto Jahuel y Maitencillo desde el 21 de agosto de 1999 hasta el 20 de agosto del 2002, a menos que al inicio del respectivo período anual la subestación básica más próxima del SIC sea una diferente a Maitencillo, en cuyo caso se considerará esa subestación básica más próxima.

Central San Ignacio: se extiende entre las subestaciones Itahue y San Isidro desde el 7 de agosto de 1996 hasta el 6 de agosto de 1999, y entre Itahue y Maitencillo desde el 7 de agosto de 1999 hasta el 6 de agosto de 2001, a menos que al inicio del respectivo período anual la subestación básica más próxima del SIC sea una diferente a Maitencillo, en cuyo caso se considerará esa subestación básica más próxima.

Central Nehuenco: no comprenderá tramo alguno del SIC para la primera anualidad, que comienza con su fecha de sincronización permanente al SIC, y se extiende entre las subestaciones San Isidro y Maitencillo para las cuatro anualidades siguientes, a menos que al inicio del respectivo período anual la subestación básica más próxima del SIC sea una diferente a Maitencillo, en cuyo caso se considerará esa subestación básica más próxima.

Central Rucúe: se extiende entre las subestaciones Charrúa y San Isidro para la primera anualidad, que comienza con su fecha de sincronización permanente al SIC, y entre Charrúa y Maitencillo para las cuatro anualidades siguientes, a menos que al inicio del respectivo período anual la subestación básica más próxima del SIC sea una diferente a Maitencillo, en cuyo caso se considerará esa subestación básica más próxima.

3. *Prorratas de las centrales de Colbún*

Se determinarán mediante el mismo método de GGDF resuelto en el arbitraje con el grupo Gener, salvo que se considere que la prorrata es nula en los tramos en que se produzcan transmisiones físicas netas hacia la central, en condiciones normales de operación del sistema.

4. *Derecho a retiro de Colbún*

Resuelve que los retiros que puede efectuar una central dentro de su área de influencia, sin pagos adicionales, quedan limitados a su potencia firme, más aquella potencia firme contratada con terceros que hayan pagado los respectivos peajes para llegar hasta el punto de retiro. Esos retiros tienen como límite la capacidad total del sistema de transmisión involucrado. (Posición defendida por Transelec).

5. Reliquidación de los ingresos tarifarios

Los ingresos tarifarios que debe percibir TRANSELEC son los del Artículo 51° C del DFL-1/82 y las diferencias que se produzcan con lo percibido desde el CDEC-SIC deberán ser reliquidadas anualmente. Se detalla el procedimiento para efectuar la reliquidación anual. (Posición defendida por Transelec).

6. VNR de las instalaciones de TRANSELEC

Para los cálculos de peajes se consideran como base los valores de VNR publicados por TRANSELEC, reducidos en un 2,18%.

7. COyM de las instalaciones de TRANSELEC

Para los cálculos de peajes se consideran los valores de COyM publicados por TRANSELEC, reducidos en un 10%.

8. Indexación de los peajes básicos

Se utilizará una fórmula de reajuste propuesta por ESEDEI (prueba presentada por TRANSELEC). La indexación se aplicará semestralmente el 1 de enero y el 1 de julio de cada año.

Cálculos numéricos

La sentencia resolvió sobre todos los temas controvertidos pero no determinó numéricamente los montos de peaje básico correspondiente. En todo caso, el Tribunal detalló las bases de cálculo, supuestos para simular la operación del SIC, metodologías y fórmulas completas que permiten determinar lo resuelto en la sentencia.

Las partes acordaron un plazo para efectuar las aclaraciones y rectificaciones del caso, luego de lo cual el tribunal dictó una sentencia refundida. Las partes acordaron que desde el día 20 de enero y hasta el 31 de marzo de 1999, cualquiera de las partes podía solicitar al Tribunal la aprobación de los acuerdos que alcanzaren acerca del cálculo de las sumas que deben pagarse. En caso de no existir acuerdo, cualquiera de ellas dentro del plazo indicado podía encargar al Tribunal que adopte las medidas para efectuar el cálculo y resolver al respecto.

Esto último no fue necesario puesto que las partes de común acuerdo dieron aplicación al fallo arbitral para hacer los cálculos numéricos de peajes que debía pagar Colbún, lo cual fue presentado al tribunal y aprobado íntegramente por este.

VI. CUMPLIMIENTO DE LAS INSTRUCCIONES CONTENIDAS EN LA RESOLUCIÓN N° 488.

Otro aspecto de gran relevancia en relación con la regulación del mercado eléctrico, lo constituye el juicio sobre integración vertical en dicho mercado, que culminó con la dictación de la Resolución N° 488, de la H. Comisión Resolutiva.

A) EL FALLO DE LA H. COMISIÓN RESOLUTIVA

En febrero de 1994, el Fiscal Nacional Económico solicitó a la Comisión Resolutiva de la Comisión Antimonopolios, que para las empresas ENDESA, TRANSELEC y CHILECTRA, dispusiera la "desconcentración y descentralización de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, mediante la creación de empresas con patrimonios independientes y administración separada". Posteriormente, el requerimiento respectivo fue ampliado a ENERSIS.

La petición de la autoridad fiscalizadora, se basaba en que la integración vertical en la propiedad de las empresas mencionadas, supuestamente afectaba la competencia en el sector eléctrico, condición básica del marco legal que rige el funcionamiento del sector.

Después de casi tres años y medio de tramitación, el día 11 de junio de 1997, la Comisión Resolutiva emitió un fallo unánime (cinco votos a cero) rechazando el requerimiento del Fiscal Nacional Económico. La comisión declaró que había "(...) llegado a la convicción que en el desarrollo del sector eléctrico la actual estructura de propiedad que presentan las empresas dominantes, no es un factor relevante y determinante que, por sí solo, afecte la competencia o que tienda a ello, en tanto se asegure en la legislación la libre entrada a la actividad y condiciones homogéneas para todos los participantes (...)"

Junto con el fallo definitivo, la Comisión Resolutiva entregó algunas "instrucciones", que involucran a TRANSELEC y que se analizan a continuación.

B) ANÁLISIS DE LAS INSTRUCCIONES Y RECOMENDACIONES DEL FALLO COMO ASIMISMO DE LAS GESTIONES EFECTUADAS PARA DARLES CUMPLIMIENTO

La Comisión Resolutiva, en uso de sus facultades administrativas contempladas en el inciso 2°, letra b) del artículo 17 del D.L. 211, de

1973, sobre Defensa de la Libre Competencia, por las consideraciones que se indican en la misma resolución, estimó necesario formular, entre otras, las siguientes recomendaciones:

- Las asimetrías de información entre los distintos actores del mercado frente al transmisor en alta tensión, hacen necesario que la empresa Transelec S.A. se transforme, en la forma que definan sus accionistas y en un lapso prudente, en dueña de los activos de transmisión que hoy administra y en sociedad anónima abierta de giro exclusivo, así como lo deberán ser las demás empresas que entren a esta actividad en el futuro, estén o no relacionadas con empresas en otros segmentos del mercado eléctrico.
- La falta de un procedimiento que asegure el eficaz crecimiento de la red troncal cuando ello sea requerido, hace conveniente que la empresa de transmisión se abra a la participación accionaria de terceros, generadores o no, interesados en tales ampliaciones.

A continuación se analizan las instrucciones y su cumplimiento.

1. Transformación de Transelec en sociedad anónima abierta con giro exclusivo, en la forma que determinen sus accionistas y en un lapso prudente.

1.a) Transformación de TRANSELEC en sociedad anónima abierta

En su primera sesión, después de conocida la resolución de la Comisión Resolutiva, el Directorio de TRANSELEC acordó convocar a Junta Extraordinaria, con el objeto de que esta se pronunciara acerca de la sujeción inmediata de la compañía a las normas de las sociedades anónimas abiertas.

La segunda junta general extraordinaria de accionistas de la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica S.A., se llevó a cabo el día 11 de julio de 1997 y en ella se acordó someter voluntariamente a la sociedad a las normas que rigen a las sociedades anónimas abiertas, con el objeto de quedar sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros. De esta manera se facilitaría a los diversos actores en el mercado eléctrico e inversionistas en general, el conocimiento y acceso a la información relevante de las actividades y estados financieros de la sociedad.

Dando cumplimiento al acuerdo adoptado en la referida junta extraordinaria de accionistas, el 31 de julio de 1997 se solicitó formalmente la

inscripción de TRANSELEC en el Registro de Valores de la Superintendencia del ramo. A dicha solicitud, se acompañó la información general y los antecedentes económicos y financieros de la compañía, de acuerdo a los requisitos exigidos por la Norma de Carácter General N° 30 de fecha 10 de noviembre de 1989, dictada por la Superintendencia de Valores y Seguros.

El proceso de inscripción culminó el día 12 de diciembre de 1997, fecha en que la sociedad quedó inscrita en el Registro de Valores bajo el número 633.

Si bien lo anterior no cumplió formalmente con el requisito de ser una sociedad anónima abierta en los términos del artículo 2 de la Ley N° 18.046, se decidió esta vía como un primer paso eficaz en el objetivo de hacer más transparente la actividad de Transelec.

No obstante, con la dictación de la Ley N° 19.705, publicada en el Diario Oficial de fecha 20 de diciembre de 2000, que legisló sobre Ofertas Públicas de Adquisición de Acciones (OPAS) y estableció Régimen de Gobiernos Corporativos, también son sociedades anónimas abiertas aquellas sociedades anónimas que voluntariamente se sujetan a las disposiciones de las abiertas. En consecuencia, hoy no se puede discutir el total cumplimiento de esta instrucción.

Se estimó artificioso, en relación con el espíritu de la instrucción, cumplir con el requisito de ser una sociedad anónima abierta por el hecho de tener 500 o más accionistas. Seguir los otros caminos que establece la ley para ser una sociedad anónima abierta, requiere que se dilucide previamente la forma y oportunidad de cumplir con la recomendación relativa a la apertura accionaria a terceros interesados en las ampliaciones del sistema.

1.b) Giro exclusivo

El artículo cuarto de los estatutos sociales de TRANSELEC señalan:

“La sociedad tendrá por objeto principal explotar y desarrollar sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados al transporte o transmisión de energía eléctrica, pudiendo para tales efectos obtener, adquirir y gozar las concesiones y permisos respectivos y ejercer todos los derechos y facultades que la legislación vigente confiera a las empresas eléctricas. Se comprende en el objeto social la comercialización de la capacidad de transporte de las líneas y de transformación de las subestaciones y equipos asociados a ellas, con el objeto que las centrales generadoras, tanto nacionales como extranjeras, puedan transmitir la energía eléctrica

que producen y llegar hasta sus centros de consumo; la prestación de servicios de consultoría en las especialidades de la ingeniería y de la gestión de empresas relacionadas con su objeto principal; y el desarrollo de otras actividades comerciales e industriales que se relacionen con el aprovechamiento de la infraestructura destinada a la transmisión eléctrica. En el cumplimiento de su objeto social, la sociedad podrá actuar directamente o a través de sociedades filiales o coligadas, tanto en el país como en el extranjero”.

A nuestro juicio, los estatutos cumplen con la instrucción de la Comisión Resolutiva, en el sentido que la compañía tenga giro exclusivo. En efecto, tanto la prestación de servicios de consultoría en todas las especialidades de la ingeniería y de la gestión de empresas, como el desarrollo de otras actividades comerciales o industriales están limitadas o circunscritas a la transmisión eléctrica. En efecto, las asesorías deben estar relacionadas “con su objeto principal” y las actividades comerciales e industriales deben decir relación con “el aprovechamiento de la infraestructura destinada a la transmisión”.

2. *Que TRANSELEC sea dueña de los activos que hoy administra.*

Considerando el impacto económico involucrado en la transferencia de los activos de transmisión de ENDESA a TRANSELEC, se efectuaron una serie de consultas y estudios para determinar la mejor forma de ejecutarla. Una vez concluidos dichos estudios, el Directorio de ENDESA, con fecha 10 de marzo de 1998, aprobó la modalidad que se propondría a la Junta de Accionistas para materializar la transferencia.

El total de activos de transmisión que debían ser adquiridos por TRANSELEC, de acuerdo con las instrucciones de la H. Comisión Resolutiva, ascendía a una cifra aproximada de 790 millones de dólares. De esa cantidad, un conjunto de activos por 50 millones de dólares aproximadamente correspondían a obras y proyectos en ejecución que podrían ser adquiridos por TRANSELEC a ENDESA en forma directa.

La diferencia de activos pendientes de transferencia era del orden de los 740 millones de dólares, de los cuales unos 340 millones se aportarían en dominio en pago de acciones de TRANSELEC que suscribiría ENDESA derivadas de un aumento de capital de aquella. El resto de los activos, por una cantidad de 400 millones se traspasaría mediante uno o más contratos de leasing financiero a un plazo no superior a 8 años.

En conformidad a los acuerdos adoptados en los directorios y en sendas Juntas Extraordinarias de Accionistas tanto de ENDESA como de TRANSELEC, de fechas 21 de abril y 14 de mayo de 1998, respectivamente, se suscribieron los siguientes contratos entre ENDESA y TRANSELEC:

a) Los activos no sujetos a depreciación acelerada, ascendentes aproximadamente al equivalente a US \$300.000.000, fueron adquiridos por la sociedad mediante un aporte en dominio que le efectuó ENDESA en pago de las acciones que suscribió de un aumento de capital practicado en TRANSELEC. El aporte del capital se efectuó mediante escritura pública de fecha 14 de mayo de 1998, otorgada en la notaría de Santiago de don Fernando Opazo Larraín.

b) Los activos sujetos a depreciación acelerada, ascendentes aproximadamente al equivalente a US\$ 389.000.000, fueron objeto de un contrato de leasing financiero, es decir, un contrato de arrendamiento con opción de compra, suscrito entre ENDESA y TRANSELEC mediante escritura pública de fecha 26 de junio de 1998, otorgada ante el mismo notario antes señalado. Dicho contrato a 8 años plazo, le otorga a TRANSELEC la opción de adquirir dichos bienes, pagando una cuota residual US\$ 100.000, luego de expirado el período de arrendamiento.

c) Un tercer grupo de activos, del orden de US\$ 43.000.000, fueron objeto de sucesivas compras directas de TRANSELEC a ENDESA, correspondiente a un conjunto de obras de transmisión que se encontraban en ejecución.

Con la adquisición de los bienes por las tres vías ya mencionadas, cuando solo había transcurrido un año de dictada la resolución N° 488, quedaron radicados en TRANSELEC la totalidad de los activos de transmisión que administraba la compañía al 11 de junio de 1997. Dichos activos ascienden al equivalente aproximado a US\$ 732.000.000.

Posteriormente, con fecha 23 de octubre de 2000, Endesa vendió a Hydro Quebec, empresa canadiense de propiedad de la provincia de Québec, el 100% de las acciones de Transelec. Conjuntamente con esta operación, Transelec compró la totalidad de los activos que se encontraban bajo leasing, con lo que adquirió la propiedad plena de todos los activos que administraba a la fecha de la Resolución N° 488. Más aún, Transelec adquirió de Endesa otros activos de transmisión que no estaban administrados por Transelec a la fecha de la Resolución, sino que por la propia Endesa, pues se trataban de líneas de evacua-

ción o inyección que conectan las centrales generadoras con el sistema troncal de transmisión, tema que con anterioridad se veía como estratégico que el generador las conservara en su propiedad, pensamiento que hoy día no existe.

3. *Apertura de la empresa de transmisión a la participación accionaria de terceros, generadores o no, interesados en la ampliación de la red troncal.*

A nuestro juicio, esta aseveración corresponde más bien a una declaración de principios que a una instrucción y constituiría una recomendación no vinculante, por las siguientes consideraciones:

- Se deja de manifiesto que la Comisión Resolutiva vería con agrado que ante futuras ampliaciones del sistema troncal, TRANSELEC invitara a posibles interesados a participar de la propiedad, mediante la suscripción de acciones.
- Al señalar que “se abra a la participación...” de terceros interesados en tales ampliaciones, no queda suficientemente claro si necesariamente al acometer un nuevo proyecto debe permitirse que terceros ingresen directamente a la propiedad de TRANSELEC, o bien que específicamente a ese nuevo proyecto en particular ingresen los terceros interesados. Este último caso supone la creación de empresas para cada ampliación en que participen los eventuales terceros interesados en la propiedad.
- Se deja abierta la posibilidad para que en el futuro, el Fiscal Nacional Económico ejerza algún grado de fiscalización por esta materia, dada la redacción general de este punto.
- El fundamento de la instrucción es la falta de un procedimiento que asegure el eficaz crecimiento de la red troncal cuando ello sea requerido. En nuestra opinión, la solución al problema del crecimiento de la red troncal no es exigible a TRANSELEC, sino más bien un aspecto que debe regular el propio mercado, para lo cual se requieren reglas claras y precisas, que no dependen de ninguna empresa en particular. En efecto, el hacer o no atractivo para terceros una posible inversión en transmisión, es una situación que en gran medida dependerá del mercado y de la disposición a la inversión de las demás empresas eléctricas. En todo caso, es la autoridad reguladora la que debe establecer dicho mecanismo que asegure la inversión, mas no sobre la base del castigo, como alguna vez se pretendió, sino sobre la base de los adecuados incentivos y las señales correctas.
- Como una consecuencia lógica de lo señalado en el punto anterior, debemos expresar que el cumplimiento o incumplimiento de la recomendación no depende estrictamente de la voluntad de TRANSELEC o sus dueños, sino de terceros interesados en ingresar a la propiedad de nuevos proyectos de ampliaciones del sistema troncal. Dado que TRANSELEC no tiene la obligación de hacer ampliaciones, esta parte del fallo, en el plano teórico, podría quedar eventualmente sin aplicación, por cuanto no se darían los supuestos para que terceros ingresaran a la propiedad.
- La recomendación señala que la razón esgrimida anteriormente (falta de un procedimiento que asegure el eficaz crecimiento de la red troncal) “hace conveniente”, afirmación esta última que se aparta del tenor imperativo empleado en las demás instrucciones relacionadas con la apertura y la propiedad de los activos de transmisión.
- Ya no se refiere en particular a TRANSELEC, sino que a la empresa de transmisión, la que podría ser distinta de aquella. Sería una forma vaga e imprecisa de señalar una obligación.

Por último, cabe señalar en general que con la venta de Transelec a terceros inversionistas que no participan en Chile en otros segmentos del mercado, unido al cumplimiento de todas las instrucciones de la H. Comisión Resolutiva, le otorga plenas garantías al mercado, y termina con la integración vertical entre generación y transmisión, base de sustentación del juicio que comentamos.