

COMENTARIO:

EL PAGO DE PEAJES EN SERVIDUMBRES ELÉCTRICAS POR QUIEN
HACE USO EFECTIVO DE INSTALACIONES DE TRANSPORTE

EUGENIO EVANS ESPÍÑEIRA

*Profesor de Derecho Constitucional y de Derecho Eléctrico
de la Pontificia Universidad Católica de Chile*

La sentencia que es objeto de este comentario constituye otra más de las consecuencias, ahora de carácter jurisdiccional, de la sequía que azotó al país los años 1998-1999. Ese fenómeno de la naturaleza unido a las señales de precios de nudo que daba la autoridad reguladora (precios de nudo son aquellos que fijados por la autoridad cobran las empresas de generación de energía a las concesionarias distribuidoras) y los cambios a la normativa eléctrica originados en la Ley N° 19.613, motivaron la decisión unilateral y soberana de algunos de los integrantes del CDEC-SIC en el sentido de poner término a los contratos de suministro eléctrico que tenían vigentes con determinadas concesionarias de distribución. Así, la existencia de suministros a las distribuidoras que se constatará no tenían

contratos produjo la convocatoria a sesión extraordinaria del Directorio de ese CDEC para tratar esa materia, específicamente, “*balances de inyecciones y retiros de energía: Corte de suministro eléctrico a clientes que no tienen contrato de suministro y reconocimiento de retiros en barras de transferencias de energía si tales suministros no son suspendidos*”.

En la sesión del Directorio verificada el 21 de diciembre del año 2000, no se adoptó acuerdo alguno que zanjara el problema de la citación, constatándose, por tanto, el siguiente acuerdo de divergencia: “*tratamiento que debe darse en el balance de valorización de transferencias de energía a consumos que se realicen y se constate que no tienen contrato de suministro y a las acciones y medidas operativas que deben*

IV. LOS HECHOS

A/Empresa distribuidora sin contrato en el SIC. B/Origen y contenido de la RM 88/2001. C/Contrato de peajes adicionales entre TRANSELEC y SAESA. D/Origen y contenido de la RM 52/2002. E/Informe de Peajes de la Dirección de Peajes del CDEC-SIC de 8/11/2002.

V. Marco de la sentencia

VI. Inyecciones y retiros de potencia y energía en el SIC

VII. Servidumbre eléctrica de transmisión en sistemas interconectados y regulados por precios de nudo, y pago de peajes

VIII. Composición de Precios de Nudo y Su relación con las Tarifas de Distribución

IX. Consideraciones del Tribunal sobre la RM 88/2001, la RM 52/2002 y el Informe de peajes del CDEC-SIC

X. Situación jurídica del contrato entre TRANSELEC y SAESA, de 2001

XI. Síntesis de las consideraciones y conclusiones de este tribunal

VISTOS:

I. EL PROCESO

1° Con fecha 1 de septiembre de 2001, HQI TRANSELEC Chile S.A. (en adelante también "TRANSELEC") y Sociedad Austral de Electricidad (en adelante también "SAESA") suscribieron un contrato sobre peajes adicionales y demás condiciones de retiros de energía y potencia por SAESA desde las instalaciones de transmisión propiedad de TRANSELEC, el que tuvo vigencia desde el día 1 de mayo de 2001, en que expiraban los contratos de suministro de SAESA con las generadoras, al 31 de marzo de 2002, en que expiraba la determinación de áreas de influencia, peajes básicos y adicionales por la Dirección de Peajes del CDEC-SIC.

Que las partes estipularon que dicho contrato se renovarían automáticamente si al 31 de diciembre de 2001 aun SAESA permaneciere sin contratos de suministro con empresas generadoras, y que el peaje adicional a pagar desde abril de 2002 sería acordado entre las partes. Ante la falta de acuerdo, someten la materia a un Tribunal Arbitral según lo establecido en el art. 51G del DFL N° 1 de Minería, de 1982, "Ley General de Servicios Eléctricos" (en adelante también LGSE).

Que al día 31 de diciembre de 2001, SAESA no contaba con contratos de suministro para cubrir todos sus requerimientos, por lo que se cumplió la condición del contrato de peajes señalada en el párrafo anterior.

adoptar la Dirección de operación, habida consideración de su impacto en la seguridad global de servicio y la garantía de los derechos de servidumbre de paso de energía". (Acuerdo EX. 12.3-2000).

De conformidad con lo previsto por el artículo 178 del DS 327 (Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos), con fecha 12 de enero del año 2001, el Sr. Presidente del CDEC-SIC remitió al Comité de Expertos de ese organismo la divergencia señalada, a la cual se adjuntó el informe del Directorio con el resumen de las posiciones de cada empresa sobre la materia.

Con fecha 26 de enero del mismo año, el Comité de Expertos evacuó su recomendación, la que no fue aceptada unánimemente por el Directorio del mismo CDEC, derivándose los antecedentes para su resolución por el Ministro de Economía con fecha 13 de febrero.

Finalmente, el 30 de mayo de 2001, el Sr. Ministro de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, dicta la Resolución Ministerial N° 88.

El dictamen del señor Ministro dispuso resumidamente que: i) el suministro a una empresa distribuidora que no tenga contrato con una generadora no puede ser suspendido por esa cau-

sal, sino que debe ser proporcionado por todas las empresas generadoras del CDEC-SIC a prorrata de sus respectivas energías firmes, considerando las provenientes de sus instalaciones propias como las contratadas. En cuanto al precio, este será el de nudo en el punto de retiro respecto a los consumos que correspondan a los clientes regulados de la distribuidora y el precio que convenga la Dirección de Operación con la distribuidora para los clientes libres de esta. Si no hubiere acuerdo dentro del plazo de 30 días a contra del término del último contrato o de la fecha de notificación de la misma Resolución, el precio será el costo marginal horario valorizado en la barra de retiro.

ii) En relación con la remuneración del sistema de transmisión, se dispuso que los puntos de retiro serán acordados entre la Dirección de Operación, en representación del conjunto de generadoras y la distribuidora. En caso de no lograr un acuerdo en un plazo de 30 días, se entenderá que el retiro se efectúa en aquellas barras del sistema de transmisión que no signifique al conjunto de las generadoras incurrir en el pago de peajes adicionales de transmisión por dicho suministro, debiendo la distribuidora convenir con el propietario de las instalaciones de transmisión los pagos correspondientes.

2º Al 1 de abril de 2002, las partes no llegaron a un acuerdo sobre la determinación de los nuevos montos de peajes por lo que SAESA continuó pagando sobre la base del monto vigente al mes de marzo de 2002, en carácter de provisional y reliquidable, mientras no se convinieran los peajes adicionales definitivos.

Por carta de 13 de enero de 2003, TRANSELEC comunicó a SAESA su intención de dar inicio a un procedimiento arbitral para determinar los montos que debe pagar SAESA por concepto de peajes adicionales y designa como árbitro al Sr. Ricardo Paredes Molina.

Por carta de 29 de enero de 2003, SAESA designa como árbitro al Sr. Héctor Lagunas Méndez.

Con fecha 11 de marzo de 2003, las partes designan de común acuerdo al tercer árbitro, Sr. Alejandro Vergara Blanco, quien, junto a los designados por cada parte, aceptaron y juraron desempeñar fielmente su cargo, como consta en acta otorgada ante el Notario de Santiago Sr. Fernando Opazo Larraín.

Las partes presentan, de común acuerdo, las normas de procedimiento conforme a las cuales se habrá de tramitar y substanciar la controversia, según las facultades señaladas en el art. 636 inc. 1º del Código de Procedimiento Civil.

3º TRANSELEC presenta la demanda arbitral, el día 31 de marzo de 2003, la que es notificada a la contraria el día 2 de abril. Conjuntamente acompañó los siguientes documentos:

1. Copia del Contrato de Peaje, suscrito entre

SAESA y HQI TRANSELEC, con fecha 1 de septiembre de 2001.

2. Copia de la opinión sobre divergencia, emitida por el Comité de Expertos –asesor del CDEC– de fecha 28 de enero de 2001.

3. Copia del informe de la Comisión Nacional de Energía de mayo de 2001.

4. Copia de la Resolución Ministerial Exenta N° 88, de 30 de mayo de 2001, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

5. Copia del informe de “Cálculo de los Peajes Básicos, Adicionales y Proyección de los Ingresos Tarifarios, Capacidad y Uso Adicional Máximo en el SIC”, de fecha 11 de enero de 2002.

6. Copia de la opinión sobre divergencia, emitida por el Comité Expertos –asesor del CDEC-SIC– de fecha 5 de marzo de 2002.

7. Copia del informe de la Comisión Nacional de Energía de junio de 2002.

8. Copia de la Resolución Ministerial Exenta N° 52, de 16 de septiembre de 2002, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

9. Copia del informe de “Cálculo de los Peajes Básicos, Adicionales y Proyección de los Ingresos Tarifarios, Capacidad y Uso Adicional Máximo en el SIC”, de fecha 8 de noviembre de 2002.

10. Copia del correo electrónico de fecha 26 de noviembre de 2002, por medio del cual HQI TRANSELEC comunicó a SAESA los nuevos peajes adicionales

iii) En caso que se convenga entre la Dirección de Operación y la distribuidora puntos de retiro que den lugar a pagos de peajes adicionales, la Dirección de Peajes, en representación del conjunto de generadoras, acordará con las empresas transmisoras los peajes adicionales correspondientes, de acuerdo al procedimiento establecido en el artículo 51 A y siguientes del DFL N° 1.

iv) Lo resuelto se aplicará mientras la distribuidora no regularice su situación contractual.

Al Tribunal Arbitral, en aplicación de la Resolución Ministerial recién resumida, le fue sometida la controversia acerca de la procedencia y el modo de cálculo de los peajes adicionales que Transelec (empresa dueña de instalaciones de transporte) demandaba a Saesa (empresa distribuidora) por el uso de las instalaciones de transporte de energía eléctrica de propiedad de la primera para abastecer los consumos, sin contrato de suministro, de la segunda.

Como aparece de esa descripción previa, el Sr. Ministro incurrió en su dictamen en dos áreas, una de las cuales fue resuelta en términos que estimamos coincidentes con la regulación sectorial y en la otra, en términos no previstos por ella, lo cual fue así declarado por los sentenciadores de esta sentencia arbitral.

En efecto, brevemente y sobre esa primera área el Sr. Ministro no hace sino dar preeminencia a la seguridad y continuidad del servicio eléctrico por sobre la eventual ausencia de contratos de compraventa o suministro de energía entre generadores y distribuidores, atendiendo en lo sustancial a lo previsto por el artículo 81 de la Ley General de Servicios Eléctricos. Pero, quizá de un modo compensatorio, resolvió liberar a los generadores del pago de los peajes al transmisor cuyas instalaciones eran indispensables para abastecer de energía y potencia al concesionario sin contrato, haciendo pesar en este último esa obligación de pago.

Esto último no es una posibilidad que reconoce la ley, lo que es así resuelto por la sentencia que comentamos. En efecto, el considerando 8º (de manifiesta claridad jurídica) señala que el derecho de imponer servidumbres sobre instalaciones de transmisión “*es un derecho que produce utilidad al dominante. La servidumbre, en general, es un gravamen impuesto sobre instalaciones de transmisión eléctrica en utilidad de otras instalaciones de generación eléctrica, de distinto dueño, encontrándose ambas instalaciones interconectadas y coordinadas en su operación, como fluye de lo dispuesto en los arts. 51A, 51B y 81 LGSE, que tipifican este gravamen ...*”

que esta debía pagar por los suministros de electricidad, a partir del mes de noviembre de 2002.

11. Copia de la carta de fecha 6 de diciembre de 2002, por medio de la cual HQI TRANSELEC envió a SAESA los cobros correspondientes a la reliquidación de los peajes adicionales por el período comprendido entre los meses abril y octubre de 2002, y el nuevo cálculo de peaje adicional a partir del mes de noviembre de 2002.

12. Copia de la carta de fecha 11 de diciembre de 2002, por medio de la cual SAESA devolvió a HQI TRANSELEC el cobro que esta última le había efectuado por concepto de reliquidación de peajes adicionales.

13. Copia de la carta de fecha 13 de diciembre de 2002, por medio de la cual SAESA devolvió también a HQI TRANSELEC, el cobro que esta última le había efectuado por concepto del peaje adicional vigente a contar del mes de noviembre de 2002.

14. Copia de la carta de fecha 30 de diciembre de 2002, mediante la cual HQI TRANSELEC comunicó a SAESA su rechazo a la argumentación dada por esta última, en sus cartas de fecha 11 y 13 de diciembre de 2002.

15. Copia de la protocolización de la carta N° 001 de fecha 13 de enero de 2003, por medio de la cual HQI TRANSELEC notifica a SAESA su decisión de someter a arbitraje la controversia suscitada en relación con el pago de peajes adicionales y designa a su árbitro, conforme a lo dispuesto en el artículo 51G LSE.

16. Copia de la carta N° 13 de fecha 29 de enero de 2003, por medio de la cual SAESA notifica a HQI TRANSELEC la designación de su árbitro, conforme a lo dispuesto en el art. 51G LSE.

4° El día 30 de abril, SAESA contesta la demanda arbitral. Además, objeta la prueba documental presentada por TRANSELEC, específicamente el anexo denominado "Cálculo de los montos adeudados" por considerar erróneas las bases para su cálculo (el Informe de Peajes emitido por la Dirección de Peajes del CDEC-SIC, de 10 de enero de 2003), por emanar de la contraria, no constar su autenticidad y ser inoponible a SAESA.

5° Con fecha 2 de mayo de 2003, las partes aceptan la solicitud de cesación en el cargo formulada por el árbitro Sr. Ricardo Paredes Molina. En su reemplazo, TRANSELEC designa al Sr. Arturo Yrarrázaval Covarrubias, quien aceptó y juró desempeñar fielmente su cargo, aceptando todo lo obrado en el proceso, como consta de acta de fecha 28 de abril de 2003, ante el Sr. Notario de Santiago don Iván Torrealba.

A fs 139, el Tribunal deja constancia, por Acta de fecha 7 de mayo, que el árbitro Sr. Ricardo Paredes M. es sustituido por el Sr. Arturo Yrarrázaval C.

6° A fs. 147, con fecha 27 de mayo TRANSELEC evacua el escrito de réplica, que es notificado a SAESA el día 29 del mismo mes.

7° A fs. 164, el día 18 de junio, SAESA evacua la dúplica, de lo que se notifica a TRANSELEC el día 19 del mismo mes.

8° Por resolución de fs. 161, se cita a las partes a una audiencia de conciliación fijada para el día 19 de junio. En esta audiencia no se produce acuerdo entre las partes para poner fin al litigio.

9° Por resolución de fs. 238, de 19 de junio, notificada a las partes ese mismo día, se dicta el auto de prueba fijándose como puntos a probar los siguientes:

1. Aplicación y efectos de los acuerdos suscritos entre las partes en relación al pago de peajes adicionales por el uso que, a contar del mes de abril de 2002, hace SAESA de las instalaciones de HQI TRANSELEC.

2. Puntos, nudos, barras o lugares de suministro y retiro de energía por SAESA, desde las instalaciones de transmisión, para su abastecimiento, en el período desde el mes de abril de 2002 a la fecha.

3. Aplicación y efectos para las partes, como contratantes, del Informe de peajes de la Dirección de Peajes del CDEC/SIC, de 8 de noviembre de 2002.

4. Procedencia del pago de peajes adicionales por el uso que, a contar del mes de abril de 2002, hace SAESA de las instalaciones de HQI TRANSELEC.

5. Monto, en su caso, de los peajes adicionales que debiera pagar SAESA, por el uso que hace de las insta-

...como la servidumbre, al constituirse en un caso específico, es un gravamen que afecta a unas instalaciones y beneficia también a otras, de distinto dueño, el cual se beneficia directamente, debe dar origen siempre a indemnizaciones que cubran todo ese perjuicio inherente a su constitución. Pero esta indemnización, según el diseño legal de estas servidumbres, no debe ser pagada por quien no es parte en esta relación jurídica de servidumbre de transmisión en sistemas interconectados, regulados por precios de nudo, sino que por los dueños de las instalaciones de generación que inyectan y retiran potencia y energía del sistema interconectado, como expresamente lo señala la ley en los arts. 51A a 51E LGSE.

Han discurrido acertadamente los sentenciadores al centrar el pago en quien hace uso efectivo de las instalaciones de transporte y porque así, por lo demás, deriva de las claras disposiciones de la ley. En efecto, los artículos 51B y siguientes, relativos a la regulación subsidiaria de los peajes de transmisión, hacen referencia expresa y exclusiva a los generadores de electricidad como obligados al pago de la retribución en que consisten los peajes, por lo que extender ese gravamen a los concesionarios de distribución fue un exceso bien reparado por el fallo, respecto del cual reducimos a este nuestro comentario, pues nuestra finalidad es principalmente darlo a conocer.

laciones de HQI TRANSELEC, a contar del mes de abril de 2002.

A fs. 239, con fecha 19 de junio el Tribunal cita a las partes a un alegato de bien probado, que se fija para el día 30 de junio de 2003.

TRANSELEC presenta un recurso de reposición sobre el auto de pruebas, la que es acogida parcialmente por resolución de fs. 243, de 20 de junio, modificándose los puntos de prueba quedando en definitiva como sigue:

"2. Puntos, nudos, barras o lugares de suministro a SAESA y retiro de energía por SAESA, desde las instalaciones de transmisión, para su abastecimiento, en el período desde el mes de abril de 2002 a la fecha".

"3. Aplicación y efectos para las partes, como contratantes o no, del Informe de peajes de la Dirección de Peajes del CDEC/SIC, de 8 de noviembre de 2002".

"5. Monto, en su caso, de los peajes adicionales, intereses y reajustes que, en su caso debiera pagar SAESA, por el uso que hace de las instalaciones de HQI TRANSELEC, a contar del mes de abril de 2002".

10° a) Por escrito de fecha 24 de junio, a fs. 250, TRANSELEC presenta observaciones a los documentos acompañados por SAESA en el otrosí de su escrito de duplica, N°s 3, 4, y 5, por emanar de la contraria, no constar su autenticidad y ser inoponibles a TRANSELEC

b) Por escrito de 27 de junio, a fs. 258, TRANSELEC solicita se cite a absolver posiciones a don Jorge Brahm Barril, y acompaña pliego de posiciones que deja en custodia.

c) Por escrito de 27 de junio, a fs. 250 TRANSELEC solicita se oficie al Director de Peajes del CDEC-SIC para que informe a este Tribunal acerca de la efectividad de haber efectuado el 8 de noviembre de 2002 el cálculo de los peajes a que se refiere la letra g) del art. 183 del Reglamento de la LGSE, y al Director de Operaciones del CDEC-SIC para que informe a este Tribunal acerca de la efectividad de haber comunicado a SAESA el cálculo de los pagos que debe efectuar a las empresas integrantes del CDEC-SIC por sus consumos sin contrato de suministro de acuerdo a lo señalado en la res. 7° RM 88/2001.

d) A fs. 261, TRANSELEC solicita se cite a audiencia de designación de peritos para que informe e ilustre acerca de la correspondencia de los montos demandados y su conformidad con los parámetros y metodología de cálculo empleada en el Informe de Peajes elaborado por la Dirección de Peajes del CDEC-SIC de fecha 8 de noviembre de 2002.

e) Con fecha 27 de junio, a fs 262, TRANSELEC acompaña tres anexos de documentos, denominados "Documentos al punto de prueba N° 1", "Documentos al punto de prueba N° 2" y "Documentos al punto de prueba N° 3", y carta fechada el 9 de mayo de 2002, emitida por el Director de Peajes del CDEC-SIC, don Rodrigo Bargagelata, y enviada a SAESA en la cual se le informa a la demandada el cálculo de los pagos que debe efectuar SAESA a las empresas integrantes por consumos sin contrato de suministro correspondiente al mes

de abril de 2002, de acuerdo a lo señalado en el Res. 7° RM 88/2001.

f) SAESA, a fs. 585, acompaña a los siguientes documentos:

1. Fotocopia de cartas de SAESA, facturas y notas de crédito de las generadoras de SIC, por los consumos de SAESA de los meses de marzo, abril y mayo del presente año, en los cuales se acredita que los suministros de SAESA se efectúan en los nudos Puerto Montt 220KV y Valdivia 220KV.

2. Copia de los cálculos de SAESA por concepto de compras de energía y potencia a empresas del CDEC-SIC de los meses de marzo, abril y mayo de 2003.

3. Fotocopias de facturas emitidas por TRANSELEC a SAESA durante la vigencia del contrato de peajes suscrito entre las partes y con posterioridad a su vigencia, en las cuales queda de manifiesto que las partes no han aplicado el Informe de Peajes de la Dirección de Peajes del CDEC-SIC del 8 de noviembre de 2002.

4. Fotocopia de la carta de fecha 6 de diciembre de 2002, de TRANSELEC a SAESA, en la cual adjunta factura adecuando los valores de peajes según el Informe de Peajes de la Dirección de Peajes del CDEC-SIC del 8 de noviembre de 2002.

5. Fotocopia de carta de SAESA a TRANSELEC de fecha 11 de diciembre de 2002, en la cual se rechazaba los montos indicados en dicha factura por haber sido emitida por un concepto no acordado entre las partes.

6. Copia de la Res. Ex. N° 198 de la SEC, del 29 de enero de 2003, con los anexos relevantes.

7. Informe en Derecho del abogado Sr. Juan Pablo Lorenzini.

11° Por resolución de fs 842, de fecha 30 de junio, el Tribunal resuelve acogiendo la solicitud de TRANSELEC de fs. 258 y ordena se cite al señalado a absolver posiciones, encargando la diligencia al Sr. Presidente del Tribunal. Igualmente resuelve que no ha lugar a los oficios solicitados a fs. 260 y 261, por constar en el expediente y sin perjuicio de los documentos acompañados por las partes.

12° Consta a fs. 844 y ss, que con fecha 30 de junio comparecen a la audiencia de alegato de bien probado don Guillermo Espinoza y don Fernando Abara, por TRANSELEC, quienes exponen sus argumentos y deja minuta. Luego, por SAESA alega el Sr. Gustavo Riveros, quien hace sus descargos y deja minuta.

A fs. 882, con fecha 3 de julio del presente año TRANSELEC se desiste de la diligencia probatoria de absolución de posiciones solicitada, concedida por resolución de 30 de junio, lo que aceptado por este Tribunal y notificado a las partes con fecha 4 de julio como consta a fs. 883.

SAESA presenta, a fs. 884, sus observaciones a la prueba rendida en autos.

A fs. 888, TRANSELEC acompaña un escrito de "Téngase presente" y sus observaciones a los documentos rendidos como prueba en autos.

13° Con fecha 8 de julio, por resolución de fs 896 se cita a las partes a oír sentencia, lo que le es notificado con fecha 14 de julio.

14° A fs. 899, el 14 de julio de 2003 TRANSELEC acompaña un Informe en Derecho del abogado Carlos Parada Arce.

II. LA CONTROVERSI A

A. Antecedentes

Las partes, en cumplimiento de la Resolución Ministerial n° 88, de Economía, de 2001 (en adelante, RM 88/2001), suscribieron un contrato con fecha 1 de septiembre de 2001, sobre los peajes adicionales y demás condiciones de retiros de energía y potencia por SAESA desde las instalaciones de transmisión propiedad de TRANSELEC, el que tuvo vigencia desde el día 1 de mayo de 2001, en que expiraban los contratos de suministro de SAESA con las generadoras, al 31 de marzo de 2002, en que expiraba la determinación de áreas de influencia, peajes básicos y adicionales por la Dirección de Peajes del CDEC-SIC. Se estipuló que si al 31 de diciembre de 2001 aún SAESA permanecía sin contratos de suministro con empresas generadoras, el peaje adicional a pagar desde abril de 2002 sería acordado entre las partes o someterían la materia a un Tribunal Arbitral.

Al día 31 de diciembre de 2001, SAESA no contaba con contratos de suministro para cubrir todos sus requerimientos, cumpliéndose la condición señalada en el párrafo anterior. Al 1 de abril de 2002, las partes no llegaron a un acuerdo sobre la procedencia y, en su caso, determinación de los nuevos montos de peajes por lo que corresponde sea fijado por este Tribunal Arbitral.

Mediante carta de 13 de enero de 2003, TRANSELEC comunicó a SAESA su intención de dar inicio a un procedimiento arbitral conforme lo dispuesto en el art. 51G LGSE, para determinar la procedencia, y, en su caso, los montos que debe pagar SAESA por concepto de peajes adicionales.

B. Demanda de TRANSELEC

[Se omite]

C. Contestación de SAESA

[Se omite]

D. Réplica de TRANSELEC

[Se omite]

E. Dúplica de SAESA

[Se omite]

F. Asunto controvertido

En atención a lo expuesto en los escritos citados, el asunto controvertido sometido a este Tribunal Arbitral consiste en la determinación de la procedencia y, en su caso, modo de cálculo y monto adeudado, del cobro de peajes adicionales que TRANSELEC demanda a SAESA, por el uso de infraestructura de transmisión de

propiedad de TRANSELEC, a partir de inyecciones y retiros de potencia y energía, en un sistema interconectado y coordinado, en el que se abastecen los consumos sin contrato de suministro de SAESA.

III. OBJECIONES A LA PRUEBA

[Se omite]

IV. LOS HECHOS

Que de los medios de prueba allegados a la causa, permite tener por acreditados los siguientes hechos y circunstancias, que constituyen antecedentes de la controversia:

A. Empresa distribuidora sin contrato en el sistema interconectado central (SIC)

1° SAESA no cuenta, desde el 1 de marzo de 2001, con contratos de suministro suficientes para satisfacer su demanda. En sucesivas oportunidades ha licitado públicamente tales contratos, sin que a la fecha exista alguna empresa generadora interesada. De esta situación ha sido informada oportunamente tanto la Superintendencia de Electricidad y Combustibles como la Comisión Nacional de Energía.

2° No obstante, desde esa fecha, no ha habido interrupción del suministro, el que es proporcionado por el conjunto de las generadoras interconectadas al SIC y coordinadas por el CDEC correspondiente. Del mismo modo, SAESA ha continuado pagando a tales generadoras, por su suministro, el precio de nudo fijado por la autoridad para los nudos Valdivia 220KV y Puerto Montt 220KV.

3° Dada la existencia del sistema interconectado, la potencia y energía la ha seguido recibiendo SAESA a partir de inyecciones y retiros efectuados por las generadoras en el sistema de transmisión de propiedad de TRANSELEC.

B. Origen y contenido de la RM 88/2001

1. *La divergencia.* Ante la divergencia surgida en el CDEC-SIC, integrado por generadores y transmisores, sobre cómo resolver la situación de las empresas distribuidoras que sin contar con contratos de suministro continúan haciendo retiros de energía del Sistema Interconectado, el Ministro de Economía dictó la RM 88/2001.

Tal como se describió en la relación de los hechos, en diciembre de 2000 surge una divergencia al interior del Directorio del CDEC-SIC, respecto del tratamiento que correspondía dar a las empresas distribuidoras que quedarían sin contratos de suministro, en el caso de SAESA, desde abril del año siguiente. Específicamente versa sobre "el tratamiento que debe darse en el balance de valorización de transferencias de energía a consumos que se realicen y se constate que no tienen contrato de

suministro, y a las acciones y medidas operativas que debe adoptar la Dirección de Operaciones, habida consideración de su impacto en la seguridad global del servicio y la garantía de los derechos de servidumbre de paso de energía" (Acta N° EX 12.3-2000).

Las opciones propuestas al interior del Directorio consideraban la desconexión de dichas empresas, o continuar suministrándoles con cargo al generador, transmisor o distribuidor propietario de las instalaciones que conectan físicamente al consumidor sin contrato con el sistema eléctrico.

2. *Opinión del Comité de Expertos.* Sometida la materia al Comité de Expertos, este recomienda dejar sin efecto el acuerdo de mayoría y, respecto de los clientes no sometidos a regulación de precios, si no se ha procedido a la desconexión esto importa una prórroga del contrato y se debe considerar al último suministrador como responsable del retiro y del peaje correspondiente. No se pronuncia sobre la situación de los clientes sometidos a regulación de precios (distribuidoras), pero en la parte considerativa señala que:

a) No corresponde al CDEC-SIC, en su conjunto, asumir las obligaciones derivadas del hecho de seguir suministrando los consumos que no están amparados en un contrato de suministro vigente, "ya que tampoco hay norma que así lo disponga y porque excede las funciones de coordinación propias del CDEC" (Considerando 21°).

b) Tampoco corresponde que se facture a la distribuidora valorizando las transferencias a costo marginal por barra más el costo de los apoyos o peajes adicionales con el objeto de pagar la proporción correspondiente a los integrantes del CDEC, pues sería ilegal por dos razones: Primero "porque la Dirección de Operaciones carece de facultades legales, reglamentarias o contractuales para actuar en la forma señalada" y el CDEC "abandonara sus funciones de coordinación para inmiscuirse en el mercado de la compra y venta de electricidad"; y en segundo término, no procede el cobro a los distribuidores de valores superiores al precio de nudo fijado por la CNE, según el art. 268 del DS 327 de Minería (Considerando 22°).

c) Que si bien los generadores deben vender su energía a los distribuidores a un precio que no puede ser superior al precio de nudo, ello no puede significar que estén obligados a vender su energía si tal precio no les resulta conveniente, pues al igual que los transmisores, no están considerados como un servicio público según los art. 7 y 8 del DFL 1/82 (Considerando 27°), y "es responsabilidad de la CNE la fijación de los precios de nudo que resulten adecuados para procurar el más seguro e ininterrumpido funcionamiento del sistema eléctrico" (Considerando 28°).

Al considerar estas recomendaciones, el Directorio mantuvo la divergencia, que fue entonces sometida al conocimiento del Ministro de Economía, previo informe de la CNE.

3. *Informe de la CNE.* En su informe, de mayo de 2001, la CNE destaca la existencia de un precedente anterior, pues en los años 1993 y 1994 ELECDA,

EMEL y FRONTEL se encontraban sin contratos de suministro y continuaron recibiendo energía, abastecida desde el SIC. Se originó una divergencia al respecto pues ninguna empresa generadora reconoció tales retiros como propios. Los argumentos de la divergencia fueron similares a los de esta, y se llegó a un acuerdo en el Directorio antes que fuera resuelta por el Ministro de Economía, señalando que "se hacía procedente estimar que las distribuidoras sin contrato habían sido abastecidas por todas las generadoras del CDEC - SIC y que para asumir los montos que debe asumir cada generadora, debía practicarse la facturación conforme a las normas vigentes a ese entonces". Tal acuerdo se fundamenta en el numeral 2.5 del Decreto N° 635/94, que fijó los precios de nudo para ese semestre, que señala "Se considerará cliente a toda empresa distribuidora de servicio público que esté recibiendo energía eléctrica de una empresa generadora, aunque no esté vigente un contrato entre las partes para ese objeto". Idéntica disposición está contenida en el actual Decreto N° 70/2003, de Economía, que fija los precios de nudo actualmente vigentes, y en todos los anteriores

Refiriéndose a las medidas que podría tomar el CDEC-SIC con relación a las empresas distribuidoras que no cuenten con contrato de suministro, concluye que:

a) "El CDEC no tiene facultades para ordenar, coordinar u operar la desconexión de consumos en el sistema eléctrico cuando existen condiciones técnicas o físicas para proveerlo normalmente. Por el contrario, el CDEC tiene la obligación permanente de abastecer la totalidad de la demanda conectada al sistema..."

b) "Ni el CDEC ni sus empresas integrantes, ni ningún agente o empresa que posea instalaciones interconectadas al sistema eléctrico, tiene la facultad para ordenar, coordinar u operar la desconexión de consumos efectuados por distribuidoras en la medida que dichos consumos se destinen a abastecer los requerimientos de energía y potencia de los usuarios ubicados en zonas de concesión de estas últimas conforme las condiciones establecidas en el art. 74 del DFL N° 1, y existiendo condiciones técnicas o físicas para proveer normalmente dichos consumos".

c) "Cualquiera sea la relación contractual o comercial entre las empresas generadoras y los consumidores conectados al sistema eléctrico, estas deben someterse, con las instalaciones de generación de su propiedad que se encuentran sincronizadas a dicho sistema, a los programas e instrucciones de operación que emanen del CDEC respectivo y que tienen como finalidad el suministro de la totalidad de la demanda conectada al sistema".

Establecida la obligatoriedad del suministro a las distribuidoras aun cuando no cuenten con contratos al efecto, se pronuncia sobre el precio de la energía y potencia suministrada a estos consumidores, señalando, en síntesis:

a) Según las disposiciones legales vigentes, "el precio máximo a pagar por parte de las empresas distribuidoras por la energía y potencia que ellas demandan del

sistema eléctrico para el consumo de sus clientes regulados es el precio de nudo”, no correspondiendo a estas ejercer una función de comercialización sino que deben “traspasar directamente el precio de compra como un *pass-through* a los clientes regulados en su zona de concesión, y recaudando solo el valor agregado de distribución, componente que justifica el negocio y desde el cual obtienen su rentabilidad. Esto es independiente de su situación contractual o comercial.

b) No es procedente asignar el costo del suministro a la empresa que interconecta la distribuidora sin contrato, en especial porque las empresas transmisoras están limitadas a la función de transportar electricidad, permitiendo la imposición de servidumbres al efecto, sin que pueda “exigírseles una función de comercialización, que importaría el obligárseles a hacerse cargo del suministro del cliente sin contrato”.

c) Concluye que el suministro a las distribuidoras sin contrato es provisto por “el conjunto de los generadores con centrales sincronizadas”, quienes concurren según las instrucciones de coordinación impartidas por el CDEC. “debiendo asignarse con un criterio de proporcionalidad entre las distintas empresas generadoras”.

d) Por este suministro a consumidores con regulación de precios, las generadoras deberán recaudar “el único precio previsto en la ley para este efecto, cual es el precio de nudo”. Señala que “el hecho de existir o no contrato no afecta al precio de dichos consumos pues siempre ha estado determinado por la autoridad” y que “constituye una remuneración justa”.

e) Lo anterior está recogido en el decreto de precios de nudo vigente, “que establece la continuidad de la prestación y provisión de energía de algún generador a la empresa distribuidora, al considerarla como cliente, aun cuando no esté vigente un contrato entre las partes”, citando el numeral 2.5 del Decreto, arriba transcrito. Señala que “esta disposición debe entenderse como que la distribuidora cuyo contrato de suministro ha cesado, si bien no es cliente exclusivo y directo de una empresa generadora determinada (durante la vigencia de su contrato si lo fue), está recibiendo energía de una empresa generadora del sistema eléctrico respectivo (en este caso del SIC), y es consumidor de dicho sistema (del conjunto de los suministradores o generadores del sistema) debiendo pagar por dicho suministro, en la parte que de él que destina al consumo de sus clientes regulados, el precio de nudo estipulado en el decreto de precios de nudo vigente, que se entiende incorporado a todo contrato”.

Fundada en los argumentos señalados, la CNE emite sus recomendaciones al Ministro de Economía, las que fueron casi íntegramente seguidas al dictar la RM 88/2001.

4. *Contenido de lo resuelto por la autoridad administrativa.* Como se señaló, la RM 88/2001 resuelve la controversia planteada en el Directorio del CDEC-SIC cuyo objeto es el “tratamiento que debe darse en el balance de valorización de transferencias de energía a consumos que se realicen y se constate que no tienen contrato de suministro y a las acciones y medidas ope-

rativas que debe adoptar la Dirección de Operación, habida consideración de su impacto en la seguridad global del servicio y la garantía de los derechos de servidumbre de paso de energía”.

Al respecto, resuelve siguiendo las recomendaciones contenidas en el informe de la Comisión Nacional de Energía, dejando sin efecto el acuerdo de mayoría que originó la controversia y disponiendo básicamente lo siguiente:

a) Existe una imposibilidad legal para que cualquier agente del sistema interconectado pueda entenderse facultado para desconectar a una empresa distribuidora por el solo hecho de no contar con contratos de suministro; por tanto, se deberá proceder al despacho y operación del sistema eléctrico para abastecer toda la demanda del sistema, incluida la de empresas distribuidoras sin contrato de suministro vigente. (Res. N° 1 y 2);

b) Las distribuidoras que no cuenten con contratos de suministro por la totalidad de su demanda, serán abastecidas por el conjunto de generadoras, proporcionalmente a su potencia firme instalada (Res. N° 4 y 7);

c) Que el precio máximo a pagar a las generadoras por retiros para clientes de la distribuidora sometidos a regulación de precios será el precio de nudo vigente en el punto de retiro.

d) El punto de suministro se determinará por acuerdo entre la distribuidora y la Dirección de Operaciones del CDEC-SIC. Si no se logra acuerdo, se entiende que el punto será aquel que no significa al conjunto de las generadoras incurrir en pago de peajes adicionales de transmisión;

e) Si hay acuerdo en el punto de retiro, la Dirección de Peajes, en representación del conjunto de las empresas generadoras integrantes, acordará los peajes adicionales que correspondan con las empresas transmisoras según las normas, procedimientos y mecanismos de resolución de conflictos establecidos en el art. 51A y siguientes del DFL N° 1;

f) En caso de no llegar a un acuerdo sobre el punto de retiro, y este sea determinado en por la Dirección de Operaciones como se señala en d), corresponderá a la distribuidora solventar los peajes adicionales de transmisión, debiendo convenir para tal efecto con el propietario de las instalaciones de transmisión conforme lo dispuesto en el art. 51 del DFL N° 1;

g) Lo dispuesto anteriormente regirá mientras la empresa distribuidora no cuente con contratos de suministro para su demanda, sin perjuicio de las sanciones que corresponda aplicarles por eventuales infracciones a las normas vigentes o a lo que resuelvan los órganos jurisdiccionales.

B. Contrato sobre peajes adicionales entre TRANSELEC y SAESA

Con fecha 1 de septiembre de 2001, HQI TRANSELEC, representada por don Guillermo Espinosa I. y SAESA, representada por don Jorge Brahm B. y don Gustavo Riveros S., suscribieron un contrato sobre peaje

jes adicionales, con el objeto de convenir, en conformidad a lo dispuesto en la LGSE y la RM 88/2001, los peajes adicionales y demás condiciones, derechos y obligaciones a que estaría sujeta SAESA por los retiros de potencia y energía eléctrica destinados a abastecer sus consumos sin contrato.

En este contrato, las partes acordaron que SAESA pagaría peaje adicional por todo el tramo del sistema de transmisión propiedad de TRANSELEC desde la subestación Charrúa 220kV por el norte hasta la subestación Temuco 220kV por el sur. Así, los retiros de electricidad destinados a dar suministro a los consumos de electricidad de SAESA tendrían derecho a transitar por el tramo señalado hasta por una potencia máxima aparente de 130 MVA (Cláusulas Cuarta y Quinta del Contrato de Peaje).

Se establecen las instalaciones involucradas, sus respectivos AVNR y COyM y la prorrata que sobre estos le corresponderá pagar a SAESA (54,42%). Se expresa también que SAESA contrata la totalidad de la capacidad disponible de la línea a la fecha del contrato, y que durante la vigencia de este cualquier generador que, por aplicación de la RM N° 88/2001, suministre electricidad a SAESA no deberá pagar peajes a TRANSELEC (Cláusula Quinta). Además, las partes se harán los traspasos correspondientes a ingresos reales derivados de valorizaciones que realice el CDEC-SIC de las inyecciones y retiros por tramo, a SAESA si son positivos, y a TRANSELEC en caso contrario. Se determina la forma de pago, reajustabilidad e indexación, así como los montos devengados entre la fecha de inicio de vigencia del contrato y la fecha de su suscripción.

Las partes acordaron que el Contrato de Peaje tendría vigencia entre el 1 de mayo de 2001 hasta el 31 de marzo de 2002, ambas fechas inclusive (Cláusula Tercera del Contrato de Peaje).

Adicionalmente, SAESA y HQI TRANSELEC convinieron que, si al 31 de diciembre de 2001 parte de los consumos de SAESA permanecían sin contrato de suministro, acordarían el peaje adicional que le correspondería pagar a SAESA a contar del 1 de abril de 2002. Si al 1 de abril de 2002 no se lograra un acuerdo para determinar el peaje adicional correspondiente, las partes convinieron someter la fijación del mismo a la instancia arbitral indicada en Artículo 51G LGSE, o bien a aquella que dispusiera la legislación vigente a esa fecha.

Las partes además previeron expresamente que "en ningún caso podría existir un vacío en los pagos que SAESA haga a HQI TRANSELEC" y en el caso que al 1 de abril de 2002 no se hubiere acordado entre las partes el monto del peaje que le correspondiera pagar a SAESA a partir de esa fecha, se seguirían efectuando los pagos mensuales sobre la base del monto vigente al mes de marzo de 2002, en carácter de provisionales y reliquidables, hasta que se resolviese el monto definitivo de común acuerdo entre las partes o conforme al procedimiento arbitral establecido en el mismo Contrato de Peaje (Cláusula Duodécima del Contrato de Peaje).

El día 1 de abril de 2002 ocurrió el evento previsto por las partes en el Contrato de Peaje, en cuanto que no

se logró el acuerdo referido. Por esta razón, procedía que, de acuerdo al Contrato de Peaje, SAESA continuara pagando peaje adicional, el cual sería de carácter provisional y reliquidable, mientras no se conviniere los peajes adicionales definitivos.

C. Origen y contenido de la RM 52/2002

1. *La divergencia.* En cumplimiento de sus funciones, correspondió a la Dirección de Peajes del CDEC-SIC confeccionar un informe para "Cálculo de los Peajes Básicos, Adicionales y Proyección de los Ingresos Tarifarios, Capacidad y Uso Adicional Máximo en el SIC, período 2002-2006", el que fue presentado para la aprobación del Directorio el 11 de enero de 2002, sobre la base del que se fijarían las áreas de influencia, peajes básicos y adicionales, entre otras materias, para los cinco años señalados.

En la Sesión Extraordinaria de Directorio del CDEC N° EX 1.2.- 2002, de fecha 23 de enero de 2002, surgió una divergencia entre sus integrantes, respecto a la interpretación del Reglamento utilizada por la Dirección de Peajes en la confección del Informe.

En particular, TRANSELEC objeta la metodología usada en la confección del Informe pues considera que la correcta interpretación de las normas del DS 327 respecto de la determinación de las áreas de influencia y la determinación de las instalaciones sometidas a peajes básico y adicional, en el sentido que "en ningún caso la distinción del sentido de los flujos puede válidamente utilizarse para establecer que dentro de un área de influencia puedan existir tramos respecto de los cuales no es aplicable el peaje básico, privando al transmisor de su derecho a percibir la remuneración total que le corresponde".

2. *Opinión del Comité de Expertos.* No produciéndose un acuerdo al respecto en el Directorio del CDEC, se solicitó un informe al Comité, quien lo evacuó con fecha 5 de marzo de 2002. En dicho informe, el Comité recomendó:

a) "Que para el cálculo de peajes se acepte que el área de influencia pueda ser dividida en tramos y que se utilice el concepto de tránsito efectivo definido en el art. 89 del DS N° 327 en dichos tramos".

b) "Instruir a la Dirección de Peajes, para que emitiese un nuevo informe de peajes que tome en consideración que, a falta de pago de peajes básicos en algún tramo de área de influencia, corresponde que quien retire electricidad de ese tramo pague peaje adicional, de acuerdo a los retiros netos efectuados".

Tal recomendación fue puesta en conocimiento del Directorio, quienes en sesión efectuada el día 13 de marzo de 2002 no llegaron a acuerdo respecto de la recomendación del Comité.

3. *Informe de la CNE.* En su Informe, de mayo de 2002, la CNE funda sus recomendaciones con base en los siguientes argumentos:

a) La LGSE define el concepto de "área de influencia" y el reglamento contiene normas para su determinación, en base a la afectación, necesaria y directa, que

provoca la inyección de potencia y energía de una central generadora sobre el conjunto de instalaciones, instalaciones mínimas que dan lugar a una ruta de conectividad ininterrumpida entre el punto de conexión de la central y la correspondiente subestación básica (art. 51B LGSE, art. 84, 85 y 86 del Reglamento). Las instalaciones de terceros que existen dentro del área de influencia de una central se presumen que son usadas efectivamente por esta, y debe pagar peajes a su dueño por dicho uso.

b) El dueño de líneas de transmisión, como retribución por la servidumbre legal de transmisión que recae sobre ellas (art. 81 LGSE), recibe el ingreso tarifario, el peaje básico y, cuando corresponde, el peaje adicional (art. 51C y 86 del Reglamento), que será equivalente al AVNR más COYM.

c) El pago de peaje básico da derecho al propietario de la central generadora a retirar electricidad, sin obligación de pagos adicionales, en todos los nudos del sistema ubicados dentro de su área de influencia. También podrá hacer retiros sin obligación de pagos adicionales desde nudos que están fuera de su área de influencia y desde los cuales, en condiciones típicas de operación del sistema, se producen transmisiones físicas netas (flujos) en dirección a su área de influencia.

d) Los arts. 51, 51C, 51D, y 51E establecen las normas para calcular los valores de los peajes básico y adicional, los que serán definidos por periodos de 5 años. Las partes pueden convenir libremente otros cálculos o montos de peajes, así como su vigencia.

e) Para hacer retiros en nudos que se encuentren fuera de su área de influencia y no se dan las condiciones de flujo descritas, deberá pagar peajes adicionales sobre las instalaciones involucradas. Este pago también le da derecho a hacer retiros de nudos desde los que, en condiciones típicas de operación del sistema, se producen flujos en dirección al nudo cubierto por el peaje adicional pagado.

f) La divergencia no se refiere, en esencia, a la determinación del área de influencia, sino que se refiere a si una instalación determinada dentro del área de influencia de una central puede quedar eximida de pago alguno por parte del propietario de esa central.

g) Tal situación no es legalmente viable, pues por expresa disposición legal se entiende que dicha central hace uso efectivo de las instalaciones ubicadas dentro de su área de influencia y debe pagar los respectivos peajes. No hay instalaciones dentro del área de influencia de una central que queden libres del pago de peajes básicos. Ni la ley ni el Reglamento distinguen la existencia de tramos dentro del área de influencia de una central que pudiera dar pie a su exclusión para efectos del pago del peaje básico correspondiente

h) Por otra parte, ningún propietario de central paga peajes por retiros dentro de su área de influencia. Solo los pagará si hace retiros fuera de ella por todos los tramos que, en condiciones típicas de operación del sistema, no tengan flujos en dirección a su área de influencia.

i) El pago de peajes básicos y adicionales no es excluyente respecto de una instalación determinada. Por

consecuente, el monto total a pagar al dueño de las instalaciones (AVNR + COYM) debe ser pagado por quien o quienes hacen uso de ellas. Si el uso es compartido, el monto total a pagar debe ser prorrateado con base a la potencia máxima transitada de cada uno de ellos sobre la potencia máxima total transitada. Por tanto, la totalidad de las instalaciones del sistema de transmisión se cofinancian proporcionalmente por sus respectivos usuarios.

j) Los usos de instalaciones liberados de pago se dan, en materia de peajes adicionales, cuando en el tramo se verifique un flujo en dirección a su área de influencia. En materia de peajes básicos, se dan solo en los casos excepcionales del art. 89 del Reglamento.

4. *Contenido de la RM 52/2002.* Con base a estos principios y criterios contenidos en el Informe de la CNE, el Ministro de Economía resolvió:

a) Que el Informe de Cálculo de la Dirección de Peajes del CDEC no era armónico ni se adecuaba a las disposiciones legales y reglamentarias relativas al cálculo de peajes.

b) Instruir a la Dirección de Peajes para que elaborase un nuevo informe, a fin de dar cumplimiento a lo ordenado por el art. 182 letras f), g) y h) del Reglamento, teniendo presente lo siguiente:

1) Que cada central generadora tiene asociada un área de influencia, conformada por las instalaciones identificadas como tales en el informe elaborado por la Dirección de Peajes del CDEC.

2) Que a todas las instalaciones del área de influencia de las centrales les corresponde una remuneración que debe provenir del pago de peaje básico efectuado por los propietarios de dichas centrales, sin perjuicio de los ajustes que correspondan producto de la existencia de peajes adicionales en esas mismas instalaciones.

3) Que no existen pagos de peajes adicionales por retiros de una central efectuados dentro de su propia área de influencia.

4) Que todas las centrales que comparten áreas de influencia, concurren al pago del peaje básico total de las instalaciones compartidas a prorrata de su potencia firme.

5) Los peajes adicionales deben convenirse con base a la potencia máxima transitada, conforme a los retiros asociados, los que deberán ser certificados por la dirección de Peajes.

D. Informe de Peajes de la Dirección de Peajes del CDEC-SIC de 8/11/2002

Luego de que la RM 52/2002 zanjara la divergencia originada por el Informe de Peajes confeccionado por la Dirección del Peajes del CDEC-SIC en enero de 2002, y en cumplimiento de lo resolutorio de esta, dicha Dirección procedió a elaborar un nuevo Informe de "Cálculo de Peajes Básicos y Adicionales, Proyección de los Ingresos Tarifarios, Capacidad y Uso Adicional en el SIC (Periodo 2002-2006)", en base a los principios señalados en la RM 52/2002 para la determinación de las áreas de influencia de las centrales generadoras. Este

nuevo informe fue presentado con fecha 8 de noviembre de 2002, y rechazado por el Directorio del CDEC-SIC, por acuerdo de mayoría N° EX 11.3-2002-01, del 4 de diciembre del mismo año.

Esta modificación alteró por tanto la definición de las instalaciones del sistema de transmisión que por no estar en el área de influencia quedaban sometidas al régimen de peajes adicionales que debían pagar los usuarios de las mismas, alterándose por la misma razón las prorratas con que cada uno de ellos debía contribuir a la retribución del transmisor, todo lo cual tuvo una incidencia directa en la fórmula de cálculo de los peajes correspondientes.

Asimismo, la RM 52/2002 determinó un criterio acerca del tratamiento que debía darse a los tramos a contraflujo del sistema de transmisión y, además, que los peajes adicionales deben convenirse con los usuarios sobre la base de la potencia máxima transitada (a diferencia del peaje básico, en donde concurren a la prorrata de su potencia firme).

La Dirección de Peajes, en lo relevante a esta sentencia, modificó las áreas de influencia de las centrales San Isidro y Guacolda, y fijó como punto de retiro de los suministros que estas proveen a SAESA, como prorrata del total de las generadoras, en el nudo Quillota (denominado "RM 881") y, en el caso de las demás generadoras, lo fijó en el nudo Charrúa (denominado "RM 882").

Esta modificación en los puntos de retiro asignados por la Dirección de Peajes a SAESA establece instalaciones afectas al pago de peaje adicional de cargo de dicha empresa. Derivado de ello, se modifica por consiguiente el monto de la anualidad de los peajes adicionales que debían pagar los usuarios de las líneas de transmisión, incluidos aquellos que venía pagando SAESA de acuerdo al Contrato de Peaje.

Esta situación fue comunicada a SAESA por TRANSELEC el 26 de noviembre de 2002, señalando los nuevos montos que le correspondería pagar por peajes adicionales, lo que SAESA rechazó y desencadenó la controversia que es materia de este juicio.

Este Informe de Peajes, de fecha 8 de noviembre de 2002, fue objeto de una divergencia planteada por Arauco Generación, como señala el Acuerdo N° EX 1.1-2003-1 de fecha 24 de enero de 2003, y por Colbún, como señala el Acuerdo N° EX 4.1-2003-1 de fecha 21 de abril de 2003, por lo contenido en el informe de valorización y transferencias de diciembre de 2002, en lo relacionado a compensaciones por limitación del tramo Colbún-Candelaria-Maipo. Estas divergencias aún no han sido resueltas por el Sr. Ministro de Economía.

V. MARCO DE LA SENTENCIA

1° Que en virtud del Res. 2° del Acta de Constitución del Tribunal Arbitral, mencionada en el numeral 2° del párrafo I de esta sentencia, a este Tribunal Arbitral le corresponde "pronunciarse y dirimir las divergencias

existentes entre SAESA y HQI TRANSELEC, por concepto de procedencia y monto de pago de peajes adicionales por el uso que, a contar del mes de abril de 2002, SAESA hace de las instalaciones de transmisión de TRANSELEC".

2° Que las partes han formulado diversas peticiones que habrán de ser resueltas según corresponda solo para cumplir el preciso objetivo fijado para este arbitraje. Las alegaciones de las partes en apoyo a sus pretensiones serán ponderadas bajo el marco jurídico vigente (LGSE, esencialmente) que regula las actividades de generación, transmisión y distribución eléctricas y en cuanto se refieran a la materia de este arbitraje.

3° Que este Tribunal Arbitral, creado por la LGSE en su art. 51G, es competente para resolver "*Toda controversia que surja entre el propietario de las líneas y subestaciones involucradas y cualquier interesado en constituir una servidumbre o quien hace uso de ellas o entre estos últimos entre sí, relacionada con servidumbres de paso de energía eléctrica y, en particular, las dificultades o desacuerdos referidos a la constitución, determinación del monto de peajes y sus reajustes, proposición y antecedentes que debe proporcionar el propietario en conformidad al artículo 51° F, el cumplimiento, validez, interpretación, terminación y liquidación de convenios o fallos arbitrales relacionados con estas servidumbres...*".

4° Que como señala también el artículo citado, "*el Tribunal Arbitral actuará en calidad de arbitrador y fallará en única instancia*", y en uso de las facultades que les confiere el art. 636 inc. 1° del Código de Procedimiento Civil, las partes han fijado las normas básicas de procedimiento conforme a las cuales se habrá de tramitar y substanciar la controversia sometida a arbitraje, las que constan en acta acompañada a los autos.

5° Que los puntos centrales sometido a la decisión de este Tribunal Arbitral son entonces resolver:

a) Si, conforme a las normas legales vigentes (en esencia, la LGSE), SAESA debe o no pagar peajes adicionales por el uso de las instalaciones de transmisión de propiedad de TRANSELEC; y,

b) en caso de ser efectiva esta obligación, determinar las instalaciones que comprende y la forma de cálculo para determinar los montos correspondientes.

6° Para ello, este Tribunal Arbitral, considerando las normas y principios contenidos en la LGSE y la realidad eléctrica, respectivamente, desde la perspectiva de la ciencia jurídica y de la ciencia de la ingeniería civil eléctrica, analizará las siguientes materias, que le servirán para tomar la decisión: a) análisis de las inyecciones y retiros en el SIC; b) el especial tipo de servidumbres de transmisión en sistemas interconectados; c) la composición de los precios de nudo y su relación con las tarifas de distribución; d) análisis de la RM 88/2001, de la RM 52/2002 y del Informe de la Dirección de Peajes del CDEC-SIC; y e) la situación jurídica del contrato celebrado entre las partes en 2001.

VI. INYECCIONES Y RETIROS DE ENERGIA Y POTENCIA EN EL SIC

1° Cabe realizar una descripción general del sistema eléctrico, para justificar el apego a la realidad de las consideraciones jurídicas que se realiza *infra* (VIII y ss.).

En Chile existen básicamente cuatro sistemas eléctricos independientes: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que abastece la Primera y Segunda Región, el Sistema Interconectado Central (SIC), que abastece desde la Tercera a la Décima Región, el Sistema de Aisén en la Undécima Región y el Sistema de Magallanes en la Duodécima Región, siendo los dos primeros sistemas interconectados y los dos segundos sistemas aislados.

En el SING los principales consumos son mineros y están ubicados en zonas cordilleranas, por lo cual el desarrollo original del sistema eléctrico consideró básicamente la construcción de una central para cada proyecto minero, ubicadas en la costa, razón por la cual el sistema se desarrolló inicialmente con líneas de transmisión transversales. Hoy existen dos líneas de interconexión longitudinales, una antigua que se desarrolla a través de la depresión intermedia y una nueva a través de la zona costera.

El SIC, en el cual se ubican las empresas TRANSELEC y SAESA objeto de este arbitraje, se caracteriza por poseer el más importante centro de consumo en el centro del sistema, ubicado en la Región Metropolitana. La mayor parte de la generación hidroeléctrica se localiza en el sur y las centrales térmicas se ubican principalmente en el centro y norte, razón por la cual las líneas de interconexión son principalmente longitudinales. En este sistema se han construido centrales generadoras a gran escala, cuya producción abastece minoritariamente los consumos cercanos y mayoritariamente los consumos ubicados en el centro del sistema.

2° Este sistema eléctrico está compuesto por centrales generadoras de energía, líneas de transmisión, subestaciones de enlace y transformadoras, líneas de subtransmisión, sistemas de distribución en alta y baja tensión y puntos de conexión de consumidores finales.

El Sistema de Transmisión tiene por función llevar la energía producida por las centrales generadoras hasta los centros de consumo. La gran mayoría de las centrales generadoras del SIC se encuentran lejos de los centros de consumo dado que naturalmente deben ubicarse en el lugar donde se encuentra la energía primaria utilizada para la conversión electromecánica de la energía. La localización de las centrales hidráulicas está determinada por la ubicación de recursos de agua con potencial hidroeléctrico, es decir, donde existen caudales importantes y diferencias de cota significativas entre el punto de captación y de restitución del agua. Las centrales térmicas por su parte poseen una mayor flexibilidad de localización que las centrales hidráulicas por lo cual generalmente están más cerca de los consumos, sin embargo, su ubicación óptima tiende a ser próxima a la fuente de energía primaria, sea un gasoducto en el caso de las centrales a gas, o cerca de algún muelle, en el

caso de centrales a carbón, y donde existen también recursos de agua para la producción del vapor.

Por otro lado, la ubicación de los diferentes tipos de centrales generadoras de electricidad está sujeta a las restricciones ambientales locales, las cuales tienden a alejarlas de los centros de consumo en relación a la ubicación óptima desde el punto de vista técnico y económico.

3° Para comprender la razón de ser y el funcionamiento de un sistema eléctrico interconectado, es más fácil entenderlo a partir de su diferencia respecto a sistemas aislados. En efecto, el desarrollo básico de las líneas de transmisión cuando no existe interconexión es desde cada una de las centrales generadoras a su respectivo centro de consumo, en forma radial y con una dimensión de acuerdo a la demanda de potencia máxima transitada. En un caso como este el desarrollo de un sistema de abastecimiento de energía eléctrica es similar a como se desarrollan los sistemas de abastecimiento de agua potable, es decir, para cada centro de consumo (ciudad) se busca la solución local óptima de abastecimiento de acuerdo a los recursos naturales de energía primaria disponibles. De esta forma, se podría concluir que una ciudad costera debiera abastecerse de una central térmica a carbón; una ciudad que cuenta con abastecimiento de gas natural cercano debiera poseer un suministro de electricidad proveniente de una central de ciclo combinado; y una ciudad que tiene la fortuna de estar ubicada cerca de un potencial hidroeléctrico atractivo debería abastecerse desde una central hidroeléctrica. Así, los costos de la energía generada para cada uno de los centros de consumo antes indicado, dependerá del tipo de central, tamaño y costo de operación.

En la práctica, a diferencia de los sistemas de agua potable, el desarrollo optimizado de los sistemas de abastecimiento de electricidad ha sido mediante la interconexión de los subsistemas de abastecimiento local, en un principio, y posteriormente el desarrollo de generación de energía a gran escala para el abastecimiento del sistema interconectado en su conjunto. Nos referimos a interconexión como el conjunto de líneas y subestaciones transformadoras que en alto voltaje permiten transferir energía entre las diversas regiones, centros de producción y centros de consumo. La decisión de interconexión de los sistemas eléctricos, como en el caso del SIC, se fundamenta esencialmente en dos razones:

a) La economía del servicio, a través de las mejoras de eficiencia en la producción al disponer en cada momento del tipo de generación más económica, resultando por lo tanto un precio de generación agregado menor que el promedio ponderado de suministros locales aislados; y,

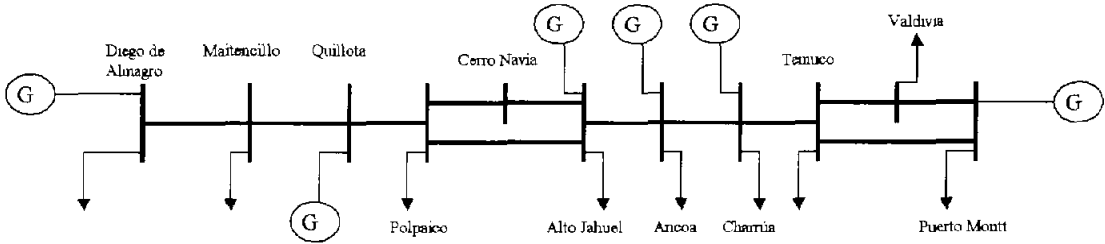
b) La seguridad de abastecimiento, a través del respaldo entre centrales en los períodos de mantenimiento o falla, que a su vez es significativamente más económico que el respaldo equivalente que necesitaría cada central en un subsistema aislado.

4° El desarrollo del sistema de transmisión, por consiguiente, considera básicamente tres tipos de instalaciones: las que conectan a las centrales generadoras

con el sistema principal o troncal, cuya dimensión está dada por la capacidad máxima de producción de cada central; las líneas que conectan a los centros de consumo con el sistema interconectado, cuya dimensión está dada por la demanda máxima de cada consumo; y las

líneas de interconexión, cuya dimensión está dada por el despacho de carga y la seguridad de servicio.

De esta forma para efecto de comprensión del sistema eléctrico de interés se puede observar el siguiente diagrama simplificado del SIC:



A modo de ilustración, al norte de Santiago se destaca la Central a gas Tal Tal que inyecta en el nudo Diego de Almagro, la Central a carbón Guacolda que inyecta en el nudo Maitencillo. Más al centro se destaca una gran inyección de energía en Quillota proveniente de centrales a gas como San Isidro y Nehuceno, más otras hidroeléctricas pequeñas de la cuenca del Aconcagua. También en el centro están las centrales Eléctrica Santiago y Renca próximas al nodo Cerro Navia. En Alto Jahuel inyectan las centrales hidroeléctricas Alfalfal, Maitenes, Queltehues y Florida y desde el centro-sur de Santiago las centrales hidroeléctricas Sauzal, Sauzalito y Colbún-Machicura a través de líneas propias. Al suroeste de Santiago se encuentra la central hidroeléctrica Rapel inyecta directamente en Cerro Navia. En la cuenca del Maule, próxima a Colbún, se encuentran las centrales hidroeléctrica Pehuenche y Loma Alta que inyectan en el nodo Ancoa, y las centrales Curillínque, Cipreses e Isla, que inyectan el nudo Itahue. Ya en el Sur, se encuentran las centrales del Laja (el embalse natural más grande del país): El Toro, Antuco y Abanico, que inyectan en el nudo Charrúa, e igualmente a este nudo llegan las inyecciones de las centrales hidroeléctricas Peuchén, Mampil, Rucue, la central Pangue y la futura central hidroeléctrica Ralco. En el extremo sur del SIC, se encuentran las centrales hidroeléctricas Pullínque y Pilmaiquén próximas al nudo Valdivia y la Central hidroeléctrica Canutillar que inyecta en el nudo Puerto Montt.

5° Cabe, además, explicar la operación del sistema eléctrico de generación-transmisión. Dada la existencia del sistema interconectado y con la finalidad de preservar las economías de alcance de la operación integrada del sistema, el conjunto de centrales generadoras se opera en forma integrada bajo la consigna de despacho de unidades de mínimo costo de operación y racionamiento (economía de producción), así como de compartir la reserva.

El art. 81 LGSE establece que la operación de las instalaciones eléctricas de los concesionarios que operen interconectados entre sí, debe coordinarse, con los fines que establece (1. Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico; 2. Garantizar la operación

más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico; y, 3. Garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión). A su vez, el Título IV del Reglamento (DS 327), relativo a la interconexión de instalaciones, establece las normas y procedimientos para la operación interconectada de centrales y delega la responsabilidad de coordinación en el CDEC.

El CDEC determina la operación óptima de las unidades que deben operar en cada instante, independiente de sus contratos. Como resultado, las empresas generadoras resultan deficitarias o excedentarias respecto de sus propios compromisos con clientes regulados o libres. Esta situación origina transferencias de energía entre las empresas, las cuales son tarifadas al costo marginal horario marginalista del sistema.

6° Las transferencias de potencia entre empresas generadoras se determina mediante la potencia firme de cada empresa. Así, de acuerdo a los compromisos que presente cada empresa a la hora efectiva de punta anual del sistema, se determinan diferencias con respecto a la potencia firme de cada una de ellas, lo cual da origen a transferencias de potencia. Estas transferencias se liquidan una vez al año, luego de conocida la hora de máxima demanda anual, y se valorizan al costo marginal de la potencia, que por definición y coherencia con los ingresos tarifarios, corresponde al precio de nudo de la potencia definido por la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Tales transferencias de energía y potencia se producen en distintos nudos del sistema interconectado, y en cada uno de ellos existe un costo marginal distinto cuya diferencia se debe a la penalización (o ponderación) de las pérdidas marginales de transmisión.

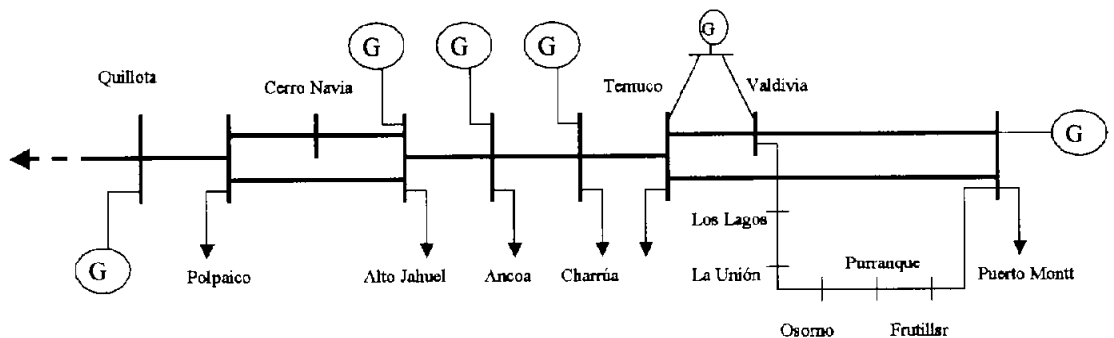
La diferencia que se produce entre todos los retiros de energía y potencia del sistema interconectado, valorizados a los costos marginales en dichos puntos, y las inyecciones de energía y potencia en los puntos de inyección, valorizadas a los costos marginales respectivos, crean un margen a favor del dueño del sistema de transmisión que se denomina Ingreso Tarifario (IT).

7° A efectos de esta sentencia, cabe igualmente referirse al equilibrio económico a nivel de generación-

transmisión. La teoría económica contenida en la Ley considera que individual y colectivamente las centrales generadoras cubren sus costos totales, incluyendo operación, mantenimiento y recuperación de inversiones (con una tasa de descuento de 10%, según art. 106 LGSE), a través de la tarificación marginalista, es decir, valorizando sus inyecciones de energía al costo marginal de operación y la potencia de punta al costo de desarrollo de la central marginal.

Al realizar los balances de inyección y retiro en el sistema interconectado con la finalidad de valorizar las transferencias de energía y potencia entre los generadores, como se explicó anteriormente, se produce un margen denominado Ingreso Tarifario, el cual es asignado al sistema de transmisión.

Dada la existencia de economías de escala en el sistema de transmisión, los ingresos provenientes de la tarificación marginalista (IT) son insuficientes para cubrir los costos totales de transmisión, motivo por el cual en 1990 se modificó la LGSE en el sentido de incorporar pago de peajes por servidumbres de paso en instalaciones de transmisión, originadas por la interconexión de centrales generadoras. De esta forma, aparecen dos tipos de peajes: el peaje básico que es el complemento del IT que permite al sistema de transmisión recaudar la totalidad de los costos de las instalaciones ubicadas dentro del área de influencia de las centrales generadoras; y el peaje adicional, que permite recuperar los costos totales de las instalaciones que están fuera del área de influencia.



En el caso específico de los retiros para clientes regulados de SAESA, los puntos de ingreso de energía al sistema de distribución físicamente no han cambiado, siendo antes y después de la RM 88/2001 los siguientes: Retiro 23 kV, Puerto Montt 23 kV, Puerto Varas 23 kV y 13.2 kV, Frutillar 13.2 kV, Purránque 23 kV y 13.2 kV, Osorno 23 kV, La Unión 23 kV y 13.2 kV, Pichirropulli 23 kV, Los Lagos 13.2 kV, Valdivia 13.2 kV, Picarte 13.2 kV, Loncoche 13.2 kV y 23 kV, y Panguipulli 13.2 kV.

El abastecimiento a SAESA, previo a la expiración de sus contratos de suministro por la porción de su consumo sometido a regulación de precios, sus puntos de retiro de energía estaban ubicados en barras de ingreso de energía a distribución en 23 kV y 13.2 kV ya indicados, en los cuales compraba energía y potencia a pre-

Como puede desprenderse de la síntesis anterior, los balances de inyección y retiro de energía y potencia en el sistema interconectado de transmisión, permiten valorizar las transferencias de energía y potencia debida a las inyecciones y retiros de las empresas generadoras, y conjunta y coherentemente también determinar los ingresos tarifarios y los peajes de transmisión complementarios.

8° Cabe, igualmente, referirse al estado y operación del SIC antes y después de la RM 88/2001, dada la importancia que tiene para la interpretación de la LGSE que se ofrece en esta sentencia. Físicamente, la estructura del parque de generación previa y posterior a la RM 88/2001 no ha cambiado, y corresponde básicamente a la descrita anteriormente. Los puntos físicos de inyección de las centrales generadoras así como los puntos de retiro de los consumos han permanecido en las mismas barras, afirmación esta que será esencial para la decisión de este Tribunal, como se analiza *infra* (VII). Lo que es más dinámico es la situación comercial entre las empresas suministradoras y sus clientes, de modo tal que permanentemente el CDEC cuenta con la información de retiros de cada generador con la cual actualiza los balances de transferencias. En todo caso, ese dinamismo comercial es producto del funcionamiento del mercado de competencia.

En la figura siguiente se ilustra en un esquema reducido del SIC, la situación de abastecimiento a SAESA antes de la RM 88/2001:

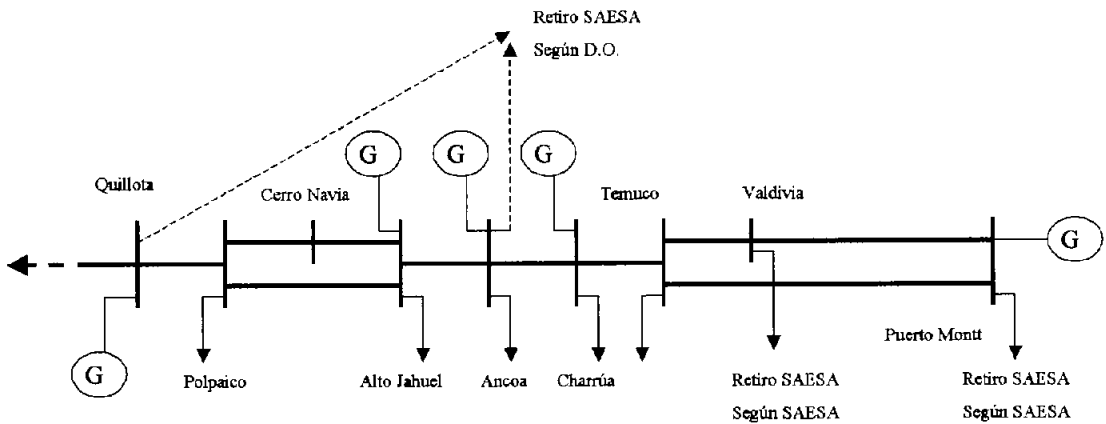
cios de nudo y las empresas generadoras a su vez pagaban a sus pares transmisores todos los peajes correspondientes a su suministro, básicos y adicionales. Luego de expirados estos contratos y a falta de oferentes en las licitaciones que sucesivamente realizó esa empresa distribuidora, la asignación de los retiros de SAESA correspondió al conjunto de generadores, conforme a lo establecido en la RM 88/2001 (Resolución n° 4).

A falta de acuerdo entre la Dirección de Operación del CDEC y SAESA respecto de los puntos de retiro, la Dirección de Operación asumió una metodología para dar cumplimiento a la RM 88/2001 que consistió en referir a aquellas barras que no representen un costo de peaje adicional al conjunto de empresas generadoras, a las cuales se les atribuyó parte del consumo de SAESA (utilizando pérdidas de transmisión). Para

ello, la Dirección de Operación escogió dos puntos de "retiros": Charrúa 220 kV y Quillota 220 kV. En el primero "retiran" las empresas Endesa, Gener, Colbún, Pehuenche, Arauco Generación, Pangué, ESSA, STS, Ibener y Cenelca; en el segundo, Guacolda y San Isidro. Estas dos últimas empresas "retiran" en Quillota 220 kV, pues si lo hicieran en Charrúa 220 kV, tendrían que pagar como peaje adicional el tramo Quillota-Polpaico 220 kV. Además de referir los consumos, la Dirección de Operación trasladada desde sus barras de inyección la generación de las centrales de la zona (Canutillar, Pullinque y Pilmaiquén) previo al descuento de los contratos de suministro que tiene en la zona. Para los fines de valorización de transferencias en el CDEC tales consumos e inyecciones "netas" son valorizadas al costo marginal del punto correspondiente (Charrúa 220 kV o Quillota 220 kV). Para fines del cobro a la empresa distribuidora, se valorizan al correspondiente precio de nudo.

9° Ahora bien, referir a las barras Charrúa 220 kV y Quillota 220 kV los consumos sin contrato de suministro es como suponer que desaparecen los consumos de los puntos de retiro originales (13,2 o 23 kV), y que físicamente son los reales, y que no se generan ingresos tarifarios en el sistema de transmisión, por lo que el CDEC-SIC efectúa el cálculo de los ingresos tarifarios como si no hubiese aplicación de la RM 88/2001 y a aquel le descuenta los ingresos tarifarios que generan los consumos sin contrato de suministro.

En realidad, el esquema de abastecimiento físico en este caso, es el mismo al del momento en que los retiros de SAESA se reconocían en las barras de ingreso de energía a distribución, sin embargo, para facilitar la visualización de los puntos de retiro comercialmente en discrepancia, la figura siguiente ilustra ambos casos, es decir: los puntos de retiro de SAESA identificados por la Dirección de Operación y los identificados por la propia empresa.



Por otro lado, SAESA señala que sus consumos sin contrato se debieran referir tanto a Valdivia 220 kV como a Puerto Montt 220 kV, ello significa que los retiros o la compra en esos puntos sería a un costo por su suministro (precio de nudo) menor respecto de lo que le hubiere significado comprar la electricidad en el nivel de 23 o 13,2 kV. Por consiguiente, la diferencia entre ambos precios constituye el monto tarifario destinado a cubrir los costos de transmisión desde el sistema de distribución hasta los puntos de retiro.

10° Otra consideración esencial se refiere a que SAESA actualmente y en todo el período en controversia ha pagado a los generadores los precios de nudo en Valdivia 220 kV y Puerto Montt 220 kV, como señala además el citado Informe de Peajes. Tenemos entonces que, si bien los puntos de "retiro" fijados para los consumos de SAESA son Quillota 220KV y Charrúa 220KV, las empresas generadoras han cobrado los precios de nudo fijados para Valdivia 220KV y Puerto Montt 220KV.

VII. SERVIDUMBRES ELÉCTRICAS DE TRANSMISIÓN, Y PAGO DE PEAJES EN SISTEMAS INTERCONECTADOS REGULADOS POR PRECIOS DE NUDO

1° Corresponde a este Tribunal Arbitral determinar, a partir de las hipótesis establecidas en la LGSE, y de los hechos probados, el vínculo jurídico posible entre una empresa propietaria de unas instalaciones de transmisión y una empresa distribuidora, en un sistema interconectado, y enseguida los derechos y obligaciones mutuos que se originan de acuerdo a la ley, para finalmente fallar sobre esta base las peticiones de las partes.

Como se expone *supra* (IV, B), y según se analiza *infra* (IX), el resuelto N° 6 de la RM88/2001 intenta configurar *ex novo* un tipo de servidumbre de paso, para el caso de una distribuidora que recibe suministros sin contrato que los respalde, dado que cita expresamente al art. 51 LGSE. Además: a) Ante el acuerdo entre la Dirección de Operación del CDEC y la distribuidora sobre los puntos de retiro, se establece que los peajes

adicionales se determinarán según las normas de los arts. 51A y siguientes LGSE, entre las empresas transmisoras que correspondan y Dirección de Peajes del CDEC en representación de las generadoras (Resolución N° 8); y, b) Contradictoriamente, en caso de no lograrse acuerdo entre la Dirección de Operación del CDEC y la distribuidora sobre los puntos de retiro, se establece que los “pagos correspondientes” se determinarán según el art. 51 LGSE, entre las empresas transmisoras que correspondan y la distribuidora sin contrato.

Tenemos entonces que, del solo hecho de existir o no acuerdo sobre la determinación de los puntos de retiro, como si fuesen físicamente mudables, la RM 88/2001 diferencia el tipo legal de servidumbre que se origina (y por consiguiente la fórmula para indemnizar), y determina a las partes involucradas; siendo en el primer caso eventual, de llegar a un acuerdo (entre la distribuidora y un órgano de una entidad integrada por generadores y transmisores), de cargo de las generadoras el pago de peajes –básicos y adicionales–; mientras que en el segundo, expresamente señala que la distribuidora deberá “asumir su costo”, de lo cual se deduce que la autoridad intenta, en los hechos, configurar una nueva “especie” de servidumbre de paso entre la distribuidora y la dueña de las instalaciones de transmisión, en un sistema interconectado y coordinado, regulado por precios de nudo.

Importante es señalar que la distinción no la realiza la RM 88/2001, Resolución N° 6, en consideración al punto o nudo en que finalmente se fije el retiro –que muy bien podría haber sido el mismo vigente a la fecha– sino en consideración a la falta o no de acuerdo de la empresa sin contrato de suministro con la Dirección de Operación del CDEC.

2° Este Resolución N° 6 de la RM 88/2001 no resulta coherente con el diseño legal de las servidumbres de paso o de transmisión en sistemas interconectados, con regulación de precios de nudo, ni con las disposiciones relativas a precios de los concesionarios de distribución, como se fundamenta a continuación, y por tanto si este Tribunal Arbitral aplicara a esta causa los procedimientos fijados en el Resolución N° 6 de la señalada RM 88/2001, quebrantaría en su fallo a la ley. Por tal razón, este Tribunal Arbitral, separándose en este aspecto de tal RM 88/2001 en su Resolución N° 6, atiende a la ley y a los principios jurídicos para el análisis que se realiza a continuación y para emitir su fallo; pues la fuerza de esta jurisdicción arbitral emana no solo del acuerdo de las partes en torno al nombre específico de sus integrantes, sino directamente del mandato legal establecido en el art. 51G LGSE.

3° El SIC es un sistema eléctrico en que participan interconectadas empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras, entre las que se encuentran las partes. Este sistema es coordinado además por un CDEC y sometido a fijación de precios de nudo por la autoridad. Estos hechos son los que determinan de manera ineludible el régimen jurídico a que se deberán someter las servidumbres de transmisión sobre las instalaciones de TRANSELEC y el sistema de indemnización y retribu-

ción que le corresponde por este gravamen, pues existe, en el art. 51A LGSE, una hipótesis de servidumbre forzosa o “legal”, que resulta ser ineludiblemente el único tipo legal aplicable a la especie, ante los hechos descritos.

4° En efecto, la LGSE establece dos tipos distintos de servidumbres de paso: a) El art. 51 LGSE, contempla la hipótesis siguiente: “*Los propietarios de líneas eléctricas estarán obligados a permitir ... el uso de las demás instalaciones necesarias para el paso de energía eléctrica, tales como líneas aéreas o subterráneas, subestaciones y obras anexas*”. Esta constituye la fuente de la servidumbre de paso con que se gravan las líneas eléctricas, a favor de quien desee hacer uso de ellas –cualquier persona– y determina un procedimiento (N°s 1 a 4) para su ejercicio y para el cálculo y pago de la indemnización correspondiente por este gravamen; y,

b) Por otra parte, el art. 51A señala que: “*En caso de sistemas eléctricos en los cuales se efectúe la regulación de precio de nudo a que se refiere el número 1 del artículo 96, las servidumbres de paso de energía eléctrica que se originen por la interconexión a estos sistemas de centrales generadoras se regirán, además, por las disposiciones complementarias consignadas en los artículos 51° B al 51° E siguientes. No obstante, estas disposiciones no serán aplicables cuando las partes convengan condiciones distintas*”.

Corresponden ambas servidumbres configuradas en los arts. 51, por una parte, y 51A, por otra parte, de la LGSE, a hipótesis distintas, cuya diferencia sustancial corresponde al hecho de que las instalaciones gravadas pertenezcan o no a “*sistemas eléctricos en los cuales se efectúe la regulación de precio de nudo*” y “*que se originan por la interconexión a estos sistemas de centrales generadoras*”. En el caso del art. 51, se refiere en general a “*líneas eléctricas*”, cualquiera que estas sean, pero que no están interconectadas a centrales generadoras, con regulación de precios de nudo.

La doctrina destaca que son “elementos copulativos que posibilitan y configuran la existencia de servidumbres de paso de energía eléctrica en un sistema de transmisión interconectado (...) los siguientes: a) existencia de capacidad disponible en las instalaciones (...); y, b) conexión física de unidades de generación con instalaciones de transmisión ajena” (EVANS ESPÍNEIRA, Eugenio, *Derecho Eléctrico*, Santiago, 2003, p. 89). De lo que surge, como se señala más adelante, que en estas servidumbres se vinculan, jurídicamente, las empresas dueñas de las instalaciones transmisoras con las empresas generadoras (y no con las distribuidoras); lo que se destaca igualmente en el Informe en Derecho del abogado Juan Pablo Lorenzini Paci, p. 24, acompañado a estos autos.

5° El origen de la servidumbre del art. 51A LGSE es muy específico (“*por la interconexión a estos sistemas de centrales generadoras*”, ligando a transmisoras y generadoras interconectadas. Corresponde a un uso específico, que nace del diseño de la industria eléctrica en que la función comercializadora de energía y potencia corresponde a las empresas generadoras, quienes

utilizan el sistema de transmisión para llevar su suministro a sus clientes.

No es jurídicamente posible que las transmisoras, o un tercero cualquiera, ejerzan esta función comercializadora –así por lo demás lo señala la propia RM 88/2001, considerando 9º– ni tampoco es posible que lo realice una empresa concesionaria del servicio público de distribución, pues es la autoridad administrativa la que determina, a través de los Decretos de fijación de precios de nudo, en qué nudo les corresponde retirar y cuál será el valor que pague, que además está integrado a su fijación tarifaria para clientes regulados.

6º Concordantemente, los art. 51B y siguientes LGSE, al regular el pago de peajes por servidumbre de transmisión en sistemas interconectados sometidos a fijación de precio de nudo, establecen la relación entre el dueño de las instalaciones de transmisión y el dueño de la central que las utiliza, sea el uso presunto en el área de influencia (arts. 51B a 51D LGSE) o el uso efectivo fuera de ella (art. 51E). Este vínculo determina los derechos –a efectuar retiros, el más importante– y obligaciones –pago de peajes– de la generadora, estableciendo como regla general que la transmisora recibirá íntegramente el AVNR y COyM, a través del ingreso tarifario, los peajes básicos y los adicionales, que serán de cargo de las centrales generadoras que usen las instalaciones, proporcionalmente.

7º Trátase este tipo especialísimo de servidumbres, de un gravamen real que afecta a unas instalaciones de transmisión eléctrica y que beneficia a unas instalaciones de generación eléctrica, encontrándose ambas instalaciones interconectadas y coordinadas en su operación, como fluye de lo dispuesto en los arts. 51A, 51B y 81 LGSE, que tipifican este gravamen.

La “constitución” propiamente tal, esto es, el acto que concretiza la servidumbre de transmisión de energía eléctrica y vincula jurídicamente a dos instalaciones eléctricas, unas sirvientes y otras dominantes, en la hipótesis de sistemas eléctricos de generación y transporte, con precios de nudo, e interconectados, se realiza, en caso de concesionarios, por vía administrativa, por el acto que establece tal interconexión; y en caso de no concesionarios, por el acto voluntario de interconexión. Y, en ambos casos, ante tal realidad, solo queda por efectuar el cálculo de sus indemnizaciones que le corresponda al dueño de las instalaciones.

De acuerdo a lo anterior, las servidumbres de paso de energía eléctrica, en el caso de sistemas eléctricos interconectados, reguladas en los arts. 51A a 51E y 81 LGSE constituyen un tipo de servidumbre forzosa o coactiva, y su constitución se produce del siguiente modo: el decreto que dispone la interconexión de sistemas eléctricos, o el acto voluntario de interconectarse, en caso de no concesionarios, crea y constituye, por el solo ministerio de la ley: por una parte, el gravamen específico que pesa sobre las líneas eléctricas de un sistema de transporte; gravamen este que, a la vez, por otra parte, constituye un beneficio, un derecho real de servidumbre de los dueños de las instalaciones de generación, que los habilita para el ejercicio de tal

servidumbre, y que los obliga al pago de los peajes correspondientes.

Esto queda confirmado, al señalar el art. 81 inc. 2º Nº 3 LGSE, que uno de los fines de la coordinación de la operación de los sistemas interconectados, es “*garantizar el derecho de servidumbre*”. De este modo, por el solo hecho de la interconexión, queda constituido el gravamen para el dueño de las líneas de transporte y, al mismo tiempo, el beneficio para los dueños de las instalaciones de generación, así garantizado por el CDEC respectivo.

8º Derivado del estatuto legislativo general de toda servidumbre, y en especial de lo señalado en los arts. 51A, 51B y 81 LGSE es posible señalar respecto de las servidumbres de transmisión de energía eléctrica, en sistemas interconectados, lo siguiente:

a) *Las servidumbres de transmisión constituyen un gravamen.* Las instalaciones de un sistema de transporte de energía eléctrica que soporta la servidumbre corresponde al “sirviente” (pasivo), mientras que las instalaciones de generación que obtienen la utilidad toman el nombre de “dominantes” (activos).

b) *Es un derecho que produce utilidad al dominante.* La servidumbre, en general, es un gravamen impuesto sobre unas instalaciones de transmisión eléctrica en utilidad de otras instalaciones de generación eléctrica, de distinto dueño, encontrándose ambas instalaciones interconectadas y coordinadas en su operación, como fluye de lo dispuesto en los arts. 51A, 51B y 81 LGSE, que tipifican este gravamen.

c) *El gravamen que impone la servidumbre es siempre indemnizable.* La servidumbre no solo grava a unas instalaciones de transmisión, sino que establece beneficio y utilidad a favor de unas centrales de generación, que son las que realizan las inyecciones y retiros de potencia y energía desde tales instalaciones de transmisión, y esto origina siempre indemnización, de acuerdo a la ley; indemnización que es de cargo de tales centrales de generación, como fluye del sistema legal consagrado en los arts. 51A a 51E LGSE.

Al respecto, el Tribunal no puede sino reafirmar lo señalado por la demandante, y por el abogado Carlos Parada Arce, en su informe en Derecho, p. 6, acompañado a estos autos, en cuanto a que el dueño de las instalaciones de transmisión debe recibir los pagos que corresponden, pero ello en ningún caso, como se señala en este fallo, corresponde hacerlo a un distribuidor en los sistemas interconectados y regulados por precios de nudo.

Por lo tanto, como la servidumbre, al constituirse en un caso específico, es un gravamen que afecta a unas instalaciones y beneficia también a otras, de distinto dueño, el cual se beneficia directamente, debe dar origen siempre a indemnizaciones que cubran todo ese perjuicio inherente a su constitución. Pero esta indemnización, según el diseño legal de estas servidumbres, no debe ser pagada por quien no es parte en esta relación jurídica de servidumbre de transmisión en sistemas interconectados, regulados por precios de nudo, sino por los dueños de las instalaciones de generación que

inyectan y retiran potencia y energía del sistema interconectado, como expresamente lo señala la ley en los arts. 51A a 51E LGSE.

9º En los casos en que existen sistemas interconectados, coordinados, y con fijación de precios de nudo, la determinación de los montos a indemnizar es compleja. La ley establece una regulación especial en los arts. 51A, 51B, 51C, 51D y 51E (señala el art. 51A LGSE, que estas servidumbres, "se regirán, además, por las disposiciones complementarias consignadas en los arts. 51B al 51E siguientes"). Así, su estatuto especial está contenido en los arts. 51A LGSE (configuración legal del tipo de servidumbre) y 51B a 51E (pagos). Sin perjuicio de las normas comunes a las servidumbres de paso y transmisión contenida en los arts. 51F y 51G. LGSE.

El pago correspondiente a "retribución", es llamado en general (y en varios sitios por la propia ley) "peaje(s)", y se originan a raíz del uso y aprovechamiento que la ley entiende que el generador realiza de las instalaciones sirvientes que soportan la servidumbre, por la inyección y retiro de potencia y energía que realiza tal generador. Es relevante recalcar, una vez más, que en el texto y contexto de las disposiciones legales que regulan este especial tipo de servidumbres de transmisión en sistemas interconectados y regulados por precios de nudo, quedan vinculados como partes intervinientes (dominantes y sirvientes) solo instalaciones de generación y transmisión, y nunca instalaciones de distribución; lo que es concordante además, con el diseño legal de los precios de nudo, que la ley define como de generación-transmisión (que se desarrolla *infra*, VII), y con la sola pertenencia a los CDEC de las empresas de generación y transmisión, y en ningún caso de las empresas de distribución.

El "peaje" o "retribución" al propietario de las líneas, se determina por la suma de los siguientes factores:

a) El ingreso tarifario, definido por el inc. 2º del art. 51C LGSE como "... 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 rijan en los distintos nudos del área de influencia respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía, en dichos nudos". Es decir, es el remanente por la diferencia entre el precio de la electricidad en el nudo de entrada y el nudo de salida dentro de las instalaciones de su propiedad.

b) El peaje básico, que consiste (art. 51C inc. 3º) en "...la cantidad que resulta de sumar las anualidades correspondientes a los costos de operación, de mantenimiento y de inversión en las líneas, subestaciones y demás instalaciones involucradas en un área de influencia, deducido el ingreso tarifario anual señalado en el inciso anterior (...). El peaje básico se pagará a prorrata de la potencia máxima transitada por cada usuario, respecto de la potencia máxima total transitada por todos los usuarios, incluido el dueño de las líneas, subestaciones y demás instalaciones referidas".

El pago anual de este peaje básico le da derecho al dueño de la central generadora conectada, a retirar electricidad, sin pagos adicionales, en todos los nudos del sistema que se ubiquen dentro de su área de influencia, y además, de todos los nudos desde los cuales, en condiciones típicas de operación del sistema, se produzcan transmisiones físicas netas hacia el área de influencia. Ambas están definidas en el art. 51D LGSE.

c) El peaje adicional, definido en el art. 51E LGSE, que debe ser calculado de la misma forma que el peaje básico, para los casos en que el dueño de la central desee retirar electricidad desde otros nudos, diferentes a los señalados por el art. 51D LGSE (retiros por pago de peaje básico).

10º En el concepto legal de área de influencia, a través de una ficción, se entiende, se supone, que se produce un uso efectivo en los casos en que una central generadora esté conectada a un sistema eléctrico cuyas instalaciones, en un área supuesta, pertenecen a un tercero (art. 51B inc. 2º LGSE: "*Se entenderá por área de influencia el conjunto de líneas, subestaciones y demás instalaciones del sistema eléctrico, directa y necesariamente afectado por la inyección de potencia y energía de una central generadora*"). Esta es una ficción de uso efectivo, independiente del lugar y de la forma en que se comercializa, importando el área afectada por la inyección de potencia y energía, hecho este último que solo puede ser realizado por un sistema de generación, y no por un sistema de distribución.

Por lo tanto, una vez fijada el área de influencia de una central generadora, con independencia de otros aspectos de hecho, se origina un pago (peaje básico), proporcional si corresponde, en relación a las instalaciones comprendidas ("involucradas" o "afectadas", sin importar si son usadas o no) en el área de influencia que corresponda.

Pero por otra parte, la determinación de los peajes adicionales (esto es, por retiros realizados fuera del área de influencia de la central) se basa en los flujos comerciales, siendo directamente dependientes del lugar y de la forma en que se comercializa la electricidad. Y son estos peajes adicionales los que están en discusión ante este Tribunal Arbitral, por lo que es esencial determinar el tipo servidumbre que legalmente los origina.

11º De todo lo anteriormente desarrollado fluye que en el caso de unas instalaciones de distribución, como las de SAESA, en la especie, que están recibiendo suministro de potencia y energía por un conjunto de empresas generadoras, generadoras estas que retiran tal energía y potencia desde el sistema de transmisión al que la han inyectado, no puede ser considerado el dueño de estas instalaciones de distribución como parte o "predio dominante" de un vínculo de servidumbre eléctrica de transmisión, en la única hipótesis aplicable en sistemas interconectados y regulados por precios de nudo, establecida en el art. 51A LGSE. Las únicas instalaciones que son parte del vínculo de servidumbre forzosa que establece tal disposición legal son las de generación y transmisión, respectivamente, como

dominantes y sirvientes, y como beneficiarias y gravadas; y en el caso de la especie, son beneficiarias de tal servidumbre el conjunto de las generadoras que están suministrando energía y potencia a la empresa SAESA, pues dicho conjunto de empresas generadoras son las que inyectan y retiran energía y potencia, hechos físicos estos que originan la relación de servidumbre con el dueño de unas instalaciones de transmisión; y si el dueño de unas instalaciones de distribución no realiza tales hechos físicos, no puede considerársele parte de esa relación de servidumbre, que vincula únicamente a los propietarios de los sistemas de generación y transmisión, tanto en lo que a derechos como a obligaciones corresponde.

Por lo que si bien es un derecho del dueño de las instalaciones en que se realizan las inyecciones y retiros de energía y potencia, en el caso sublite, TRANSELEC, recibir todas las retribuciones, indemnizaciones o peajes que corresponda según la ley, por la afectación y uso de las instalaciones de su propiedad, tales retribuciones, indemnizaciones o peajes no corresponde que sean cobradas a una empresa distribuidora, como es el caso de SAESA, en la especie, dado que la ley no considera a sus instalaciones como parte beneficiaria de la hipótesis de servidumbre forzosa en el caso de sistemas interconectados y regulados por precios de nudo, y en ningún caso puede considerarse como fuente de tal obligación lo establecido en el Resuelvo N° 6 de la RM 88/2001, la que, en este aspecto, según se desarrolla más adelante, se aparta de lo configurado en el tipo forzoso de servidumbre por los arts. 51A a 51E LGSE, predicamento que este Tribunal Arbitral no puede seguir, pues su función primera es el estricto apego a la ley vigente.

VIII. COMPOSICIÓN DE PRECIOS DE NUDO Y SU RELACIÓN CON LAS TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN

1° La LGSE establece precios regulados de la electricidad para consumidores con potencia conectada inferior o igual a los 2000 kW (art. 90), e igualmente a las compras que efectúan las empresas distribuidoras a las generadoras para efectos de sus clientes regulados. Estos precios de compra son los denominados "precios de nudo" que tienen el carácter de precios máximos a nivel de generación-transporte (art. 96 n° 1 LGSE) que las generadoras pueden cobrar a las distribuidoras y que estas últimas pueden transferir a sus clientes finales.

Los precios de nudo son calculados por la Comisión Nacional de Energía y fijados semestralmente por decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Los precios de nudo se fijan en determinadas subestaciones del sistema de transmisión denominadas "Nudos", y que se identifican por su nombre (ubicación) y nivel de voltaje en el citado decreto.

2° Los precios regulados a nivel de distribución se componen de los precios de nudo en las subestaciones de generación transporte, más los valores agregados de distribución (art. 96 N° 2 LGSE), de tal modo que el precio resultante de suministro corresponda al costo de

la utilización por parte del usuario de los recursos a nivel de producción-transporte y distribución empleados (art. 105 LGSE). Los Valores Agregados de Distribución (VAD), se componen de los costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, pérdidas medias de distribución en potencia y energía, costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización igual al 10% real anual.

3° La actividad de distribución se encuentra totalmente regulada respecto a la prestación de servicio en el área de concesión, y el sistema de precios establecido en la Ley regula totalmente la remuneración asociada a la prestación de servicio a clientes regulados. Sin embargo, junto con esta obligación de aplicar tarifas máximas fijadas por la autoridad, a través del sistema de precios, las empresas distribuidoras tienen siempre derecho a obtener con la tarifa fijada, una rentabilidad económica mínima, para el conjunto de todas las empresas que operan en estos sistemas, igual a la tasa de actualización a que se refiere el art. 106 LGSE, menos cinco puntos (art. 93 LGSE). Para este efecto, la Ley establece un sistema de verificación de la rentabilidad que obtendrían las empresas (art. 108 LGSE) con las tarifas fijadas, y los costos de explotación y VNR fijados por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Los costos de explotación de las empresas distribuidoras son informados anualmente por las empresas bajo un sistema de cuentas establecido previamente por la SEC, la cual posteriormente los revisados y corregidos en orden a eliminar los que considere excesivos o innecesarios para la prestación del servicio de distribución (art. 116 LGSE). Del mismo modo, cuatrienalmente las empresas informan a la SEC revisa los VNR de sus instalaciones de distribución (art. 118 LGSE), los cuales se actualizan anualmente (art. 117 LGSE).

4° La actividad de generación se encuentra regulada respecto de las ventas que los generadores realizan a clientes regulados, entre ellos las distribuidoras, a través de la fijación de precios máximos a nivel de generación-transporte. Estos precios son fijados semestralmente por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (art. 98 LGSE), a partir de un estudio elaborado por la Comisión Nacional de Energía (CNE). Los precios de nudo corresponden a un promedio en el tiempo de los costos marginales de suministro a nivel de generación-transporte (art. 97 LGSE), cuyo procedimiento de determinación está establecido en el artículo 99 LGSE. Las ventas que las empresas generadoras realizan a clientes libres (potencia conectada superior a 2000 kW), no están sujetas a fijación de precios. Del mismo modo los precios de las transacciones de energía y potencia que las empresas generadoras realizan en el sistema interconectada no son fijadas por la Autoridad, sin embargo estas se deben valorizar al costo marginal que resulta de la operación coordinada que deben realizar, a mínimo costo.

No obstante que la determinación y fijación de precios de nudo es realizada por la autoridad, la Ley establece un mecanismo de ajuste del valor teórico resultante del estudio elaborado por la CNE, a una banda de 10% en torno al precio promedio aplicado a los clientes libres (art. 101 LGSE).

5° Como se desarrolla *supra* (VII), las empresas de transmisión se remuneran a través de los peajes que se establecen por las servidumbres de uso de sus instalaciones, a la cual están afectas, cuyos montos se pueden determinar de acuerdo al procedimiento que establece la Ley (art. 51B a 51E LGSE), o mediante otro mecanismo que acuerden las partes (art. 51A LGSE). El art. 51F LGSE establece los procedimientos para la entrega de información y realización de los estudios, así como los plazos para el procedimiento. El art. 51G LGSE establece una forma de resolución de desacuerdos a través de un juicio arbitral.

Además, según se desarrolla *supra* (VII), el uso de las instalaciones de transmisión debido a la imposición de servidumbres, da derecho al propietario de las líneas y subestaciones involucradas a percibir de los dueños de las centrales generadoras respectivas una retribución constituida por el ingreso tarifario, el peaje básico y, cuando corresponda, el peaje adicional (art. 51C LGSE).

6° Los precios de nudo aplicables a SAESA se identifican en los Decretos de precios de nudo que semestralmente publica el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. El Decreto Supremo vigente es el N° 89, de 20 de mayo de 2003 (modifica al decreto supremo N° 77 del 29 de abril de 2003), en el cuadro N° 5 establece los precios de nudo de potencia y energía para todos los nudos del Sistema Interconectado Central, siendo los más próximos y aplicables a los retiros de distribución de SAESA: Temuco 220 kV, Valdivia 220 kV, Puerto Montt 220 kV y Pugeñun 110 kV. Para efecto de trasladar estos precios a nivel de inyección al sistema de distribución, el propio decreto actualiza semestralmente los recargos por transformación y distancia a 23 kV y 13.2 kV, de acuerdo a la estructura de precios vigente en el Decreto N° 632 que fijó las tarifas de distribución. Para efecto de valorizar los precios de nudo equivalente a nivel de distribución, SAESA utiliza ambos decretos para trasladar los precios de nudo a las barras: Retiro 23 kV, Puerto Montt 23 kV, Puerto Varas 23 kV y 13.2 kV, Frutillar 13.2 kV, Purránque 23 kV y 13.2 kV, Osorno 23 kV, La Unión 23 kV y 13.2 kV, Pichirropulli 23 kV, Los Lagos 13.2 kV, Valdivia 13.2 kV, Picarte 13.2 kV, Loncoche 13.2 kV y 23 kV, y Panguipulli 13.2 kV. En el caso de ambos decretos, la Autoridad no ha introducido cambios hasta el momento con motivo de la aplicación de la RM 88/2001.

7° De acuerdo a lo anterior, el predicamento seguido por el Resolvo N° 6 de la RM 88/2001, en que resuelve que las empresas distribuidoras deben asumir, en su caso, el costo de este tipo de gravámenes, no es concordante con la composición del precio de nudo que establece la LGSE, esencial en esta hipótesis de servidumbre forzosa; pues la LGSE contempla en tal pago

del precio de nudo que realizan las empresas distribuidoras a la generadoras todo lo que estas últimas, a su vez, hayan debido pagar a los dueños de las instalaciones de transmisión, por concepto de peajes, en virtud de las servidumbres de transmisión que vinculan a generadores con transmisores; y, como este Tribunal también está llamado a fallar según la equidad, no puede obviar esta situación.

Este Tribunal, de seguir el predicamento de la RM 88/2001, en su Resolvo N° 6, establecería una incoherencia en el actual sistema de precios que para la industria eléctrica establece la LGSE, que separa nitidamente el sector generación-transmisión (con peajes a pagar por los generadores), del sector distribución (con precios de nudo a pagar por distribuidores, que contemplan tales peajes, se supone, de cargo de los generadores, que así recuperan tales egresos).

IX. CONSIDERACIONES DEL TRIBUNAL SOBRE LA RM 88/2001, LA RM 52/2002 Y EL INFORME DE LA DIRECCIÓN DE PEAJES DEL CDEC-SIC

1° Es necesario analizar y pronunciarse sobre la RM 88/2001, y a su Resolvo N° 6, en lo que a esta causa importa, pues tal Resolución ha venido a disponer la alteración de los supuestos legales sobre los que debiera operar la hipótesis o tipo de servidumbre forzosa o "legal" establecida en los arts. 51A a 51E LGSE, que, de acuerdo a los hechos de esta causa, ineludiblemente se configura en el uso de las instalaciones de TRANSELEC.

De lo señalado *supra* (IV, B), podemos distinguir tres materias relevantes para esta sentencia en la RM 88/2001, las que analizaremos separadamente: a) la obligatoriedad del servicio público eléctrico; b) la remuneración de las generadoras por suministros a distribuidoras sin contrato; y c) el pago de peajes de transmisión por suministro a distribuidores sin contrato.

2° Obligación del servicio público eléctrico. Las empresas distribuidoras se encuentran obligadas a dar suministro, dentro de su área de concesión, a quien se lo solicite (art. 74 LGSE). Para asegurar el cumplimiento de esta obligación, señala el art. 240 del Reglamento, los concesionarios de servicio público de distribución deberán disponer permanentemente del abastecimiento de energía que les permita satisfacer el total de sus necesidades proyectadas para, a lo menos, los próximos tres años.

En un sistema interconectado y coordinado, regulado por precios de nudo, el abastecimiento de energía corresponde a las centrales generadoras interconectadas, quienes venden su producción dentro del sistema; mientras tales sistemas de generación estén interconectados, se rigen por el art. 81 LGSE, y quedan sujetas al principio de continuidad del servicio eléctrico, preservado por el respectivo CDEC (art. 81 inc. 2° N° 1 LGSE).

Del análisis de los arts. 81 y 150 a) LGSE, y 166, 167, 171 y 172 de su Reglamento, se desprende que un

sistema eléctrico ("conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica") como el SIC, opera de manera coordinada por un CDEC para preservar la continuidad o seguridad del servicio. Por lo que las normas de seguridad de servicio, que deben ser implementadas por la Dirección de Operación, son plenamente aplicables a las generadoras y transportistas que operan en sincronismo con un sistema eléctrico. Esto es coherente con la obligación de las generadoras respecto a las instrucciones de despacho que elabora dicha Dirección con la finalidad de abastecer toda la demanda, mientras estén interconectadas a unas instalaciones de transmisión.

Coherentemente, ni el CDEC ni sus empresas integrantes, ni ningún agente o empresa tiene la facultad para ordenar, coordinar u operar la desconexión de una empresa que también esté interconectada, salvo en las circunstancias extraordinarias señaladas en el art. 83 LGSE.

No obsta a lo anterior que la falta de contratos implique la falta de información suficiente para la determinación de la demanda, pues el CDEC tiene la facultad de solicitar a cualquier agente interconectado al sistema, toda la información necesaria para cumplir con su obligación de planificación para operar preservando la seguridad de abastecimiento y a mínimo costo (art. 167 inc. 2º del Reglamento).

3º Remuneración de las generadoras por suministros a distribuidoras sin contrato. Tal como señalara el Comité de Expertos del CDEC-SIC y la Comisión Nacional de Energía, y como lo resolviera la RM 88/2001, están sujetos a fijación de precios "*los suministros que se efectúen a empresas eléctricas que no dispongan de generación propia, en la proporción en que estas últimas efectúen a su vez suministros sometidos a fijación de precios. Lo anterior cuando se trate de sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación*", según lo dispone el art. 90 N° 3 LGSE.

Esta fijación de precios de nudo corresponde a los precios máximos a pagar por las empresas distribuidoras a las generadoras por los consumos de sus clientes regulados (art. 90 N° 1 LGSE), y se realiza cada seis meses por Decreto del Ministerio de Economía en base a los cálculos de la Comisión Nacional de Energía, según se desarrolla en esta sentencia, *supra* (VIII).

En consecuencia, aun ante la falta de contratos de suministro, el precio máximo que pueden cobrar las empresas generadoras a las distribuidoras por sus consumos sujetos a fijación de precios es el precio de nudo señalado en el Decreto correspondiente, el que también señala el punto de retiro y de entrega de potencia y energía a cada empresa distribuidora.

El Decreto N° 70/2003, de Economía, que fija los precios de nudo actualmente vigentes, de la misma manera que los anteriores decretos tarifarios, define también la calidad de "cliente" para efectos de la fijación de precios, en su punto 2.5, que señala "*Se considerará*

cliente a toda empresa distribuidora de servicio público que esté recibiendo energía eléctrica de una empresa generadora, aunque no esté vigente un contrato entre las partes para ese objeto", reafirmando que la fijación de precios máximos rige independiente de la existencia de contratos de suministro, por el solo hecho de estar recibiendo energía eléctrica de una empresa generadora.

En este sentido, la RM 88/2001 se atiene a las disposiciones legales citadas (considerando 10º), y resuelve que los retiros para clientes regulados de empresas distribuidoras sin contrato deberán valorizarse "*a los precios de nudo vigentes en el punto de retiro, los que serán aplicados a partir de la fecha del término del contrato*" (Res. 5º).

Ello se enmarca dentro de los principios generales de la regulación de la industria eléctrica, y específicamente a lo dispuesto en el art. 96 N° 1 LGSE. Solo las partes, voluntariamente, podrían convenir precios menores a los fijados por la autoridad en los decretos de fijación de precios de nudo.

4º Pago de peajes de transmisión por suministros a distribuidoras sin contrato. Sin duda que la determinación de a quien le corresponde proveer a las empresas distribuidoras que no cuentan con contrato de suministro también determina al sujeto obligado al pago de peajes de transmisión por tales flujos, en caso que concurren las condiciones señaladas en los arts. 51A a 51E LGSE. Así, fue parte del objeto de la divergencia que resolvió la RM 88/2001, "...la garantía de los derechos de servidumbre de paso de energía".

La recomendación del Comité de Expertos no se pronuncia al respecto, y es el informe de la CNE el que se pronuncia, solo en sus recomendaciones y sin expresar los argumentos jurídicos o legales en que se motiva, recomendando un procedimiento para fijar los puntos de retiro del suministro a distribuidoras sin contrato. Tal recomendación es acogida por el Ministro y se encuentra en el Resuelto N° 6 de la RM 88/2001.

Determina que los puntos de retiro "*serán acordados entre la Dirección de Operaciones y la distribuidora sin contrato*" (N° 6). Agrega la condición de que "en caso de que producto del acuerdo a que se refiere el punto 6 precedente, se convenga puntos de retiro que den lugar a pagos de peajes adicionales por parte del conjunto de generadores, la Dirección de Peajes del CDEC-SIC, en representación del conjunto de las empresas generadoras, acordará con las empresas transmisoras que corresponda los peajes adicionales a que dé lugar el suministro libre y regulado de la empresa distribuidora sin contrato. Para ello seguirá las normas, procedimientos y mecanismos de resolución de conflictos, si fuera el caso, establecidos en el art. 51A y siguientes del DFL N° 1" (N° 8).

Señala, por otra parte, que "en caso de no lograr acuerdo sobre este particular (fijación de los puntos de retiro) en un plazo de 30 días corridos, contados desde el cese del contrato de la distribuidora, se entenderá que el retiro se efectúa en aquellas barras del sistema de transmisión que, permitiendo el suministro de la distribuidora sin contrato, no signifique al conjunto de las

generadoras incurrir en el pago de peajes adicionales de transmisión por dicho suministro. debiendo la distribuidora sin contrato convenir con el propietario de las instalaciones de transmisión involucradas los pagos correspondientes conforme lo señalado en el art. 51 del DFL N° 1, y asumir su costo" (N° 6).

5° Este Tribunal estima que el Resuelvo N° 6, en lo que concierne a la relación jurídica de servidumbre de paso en que se desea introducir a las distribuidoras, se aparta de la regulación legal vigente, por las siguientes consideraciones:

a) Atribuye facultades a la Dirección de Operación del CDEC-SIC, que no están contempladas en la LGSE, su Reglamento o en el Reglamento Interno del CDEC-SEC, para acordar puntos de retiro con las empresas distribuidoras que no cuentan con contrato de suministro; y obliga a estas últimas a acordar peajes adicionales por estos suministros con las transmisoras; las que, además, integran el CDEC-SIC, y no así las distribuidoras. Como se señala, estas facultades no han sido atribuidas por las normas señaladas, y el Ministro de Economía carece de competencia para hacerlo originariamente, pues no le ha sido conferida tal facultad por la LGSE ni por su Ley orgánica.

b) Además, al establecer el procedimiento que señala para determinar los puntos de retiro en caso de falta de acuerdo entre la distribuidora sin contrato y las empresas generadoras del CDEC-SIC, excede a sus facultades, pues implica la alteración administrativa de las hipótesis de servidumbres y del sistema de precio de la distribución de energía eléctrica, lo que no puede ser cohestado por este tribunal, pues es contrario a los criterios establecidos al respecto en los arts. 51A, 51E, 51G y 96 LGSE, y a los art. 83 y 91 de su Reglamento. Solo por expreso acuerdo de las partes intervinientes en estas servidumbres (esto es, generadores y transmisores; y nunca un distribuidor) es posible modificar estas reglas, y en caso de desacuerdo es competencia de un Tribunal Arbitral resolver tales disputas, como señala el art. 51G LGSE.

Además, cabe recordar que la autoridad llamada a resolver una divergencia, cumple su papel, respecto de lo que ha ocurrido al interior de un CDEC, órgano que no integra a las empresas distribuidoras, y la fuerza, incluso jurisdiccional, de su resolución (art. 81 inc. 4° LGSE), solo podrá envolver a quienes promovieron tal divergencia.

c) La presunción contenida en el Res. 6°, al determinar que, en caso de desacuerdo en la fijación de los puntos de retiros, "se entenderá que el retiro se efectúa en aquellas barras del sistema de transmisión que, permitiendo el suministro de la distribuidora sin contrato, no signifique al conjunto de las generadoras incurrir en el pago de peajes adicionales de transmisión por dicho suministro", implica la constitución de una servidumbre de transmisión entre dicho punto y el punto efectivo de retiro en beneficio –y con cargo– a la empresa distribuidora sin contrato, que se aparta de la hipótesis de servidumbre forzosa que establece la LGSE en sus arts. 51A a 51E, única posible, tratándose de sistemas interconectados y

regulados por precios de nudo, según se ha razonado en esta sentencia, *supra* (VII). Así además se concluye de la obligación que le impone el mismo Res. N° 6 ("debiendo la distribuidora sin contrato convenir con el propietario de las instalaciones de transmisión involucradas los pagos correspondientes conforme lo señalado en el art. 51 del DFL N° 1, y asumir su costo"). Sin embargo, la LGSE no contempla la facultad del Ministro para constituir tales servidumbres.

d) Por otra parte, la constitución de tal servidumbre no es concordante con las reglas que al efecto disponen los arts. 51A a 51G de la LGSE y 83 a 92 de su Reglamento, referidos a las servidumbres de transmisión en sistemas coordinados y regulados por precios de nudo, pues todas las hipótesis de la Ley hacen cargo a las generadoras del pago de peajes, tanto básicos como adicionales, en su condición de sujetos activos de la servidumbre soportada por las instalaciones de la transmisora, como se desarrolla *supra* (VII) en esta sentencia.

e) Y, para concluir, no es aplicable a esta situación de hecho la norma del art. 51, como pretende la RM 88/2001, pues si bien tal caso es la regla general en materia de servidumbres de paso de electricidad, ella no es aplicable –por especialidad– al caso de instalaciones pertenecientes a un sistema sujeto a regulación de precios de nudo y coordinación, como se fundamenta en esta sentencia.

6° Consideraciones del Tribunal en relación a la RM 52/2002. En atención a las consideraciones expuestas al analizar la RM 88/2001, en los sistemas eléctricos interconectados y coordinados, regulados por precios de nudo, no corresponde considerar a las empresas distribuidoras como parte de la servidumbre de transmisión que nace por la interconexión de centrales generadoras al sistema. Por consiguiente, tampoco les corresponde el pago de las indemnizaciones y retribuciones que se originan por tales servidumbres, sin distinguir si estas corresponden a peajes básico o adicional, o los tramos afectos a ellos según las áreas de influencia o el sentido de los flujos físicos. De igual manera, en conclusión, no le es atinente a una empresa distribuidora el procedimiento o las bases que corresponda utilizar para determinar las áreas de influencia o para calcular las indemnizaciones y retribuciones señaladas.

Así, en nada afecta a lo resolutivo de esta sentencia la RM 52/2002, que resuelve la divergencia planteada sobre la interpretación del DS N° 327/97, utilizada por la Dirección de Peajes del CDEC-SIC para confeccionar el Informe de Peajes, que emplaza a las empresas miembros de tal organismo, esto es, generadoras y transportistas.

7° Consideraciones del Tribunal en relación al Informe de Peajes de la Dirección de Peajes del CDEC-SIC, de 8 de noviembre de 2002. Como se señaló en la relación de los hechos de esta causa, el Informe de Peajes elaborado el 8 noviembre de 2002 por la Dirección de Peajes del CDEC-SIC corresponde a la aplicación concreta de lo resuelto por la RM 52/2002.

En ese sentido, es necesario señalar que este informe ha sido objeto de divergencias por dos empresas

integrantes del CDEC-SIC, bajo el argumento que no se habría incorporado plenamente en él lo resuelto por la Resolución citada. Por consiguiente, dicho Informe tiene una validez provisional hasta que dichas divergencias sean resueltas.

En cuanto a lo relevante para este sentencia, el Informe determina las instalaciones que SAESA utilizaría para recibir su suministro, la prorrata y peajes adicionales correspondientes. A diferencia del Informe vigente al momento en que las partes suscribieron el contrato que las vinculó, este nuevo Informe señala que para el suministro de SAESA las barras de retiro serán Quillota-220KV (designado RM 881) para las centrales Guacolda y San Isidro, y Charrúa-220KV (designado RM 882) para las demás centrales del SIC.

Esta diferencia se suscita por el procedimiento utilizado para determinar las áreas de influencia de cada central, según lo preceptuado por la RM 52/2002, y la fijación de la barra de retiro en un punto que no genere pago de peajes adicionales a las generadoras, como establecía la RM 88/2001.

De acuerdo los argumentos técnicos que se exponen *supra* (VI), esta modificación de las condiciones establecidas en el contrato de peajes suscrito entre las partes alteró significativamente las instalaciones que según TRANSELEC, en base a lo determinado por la Dirección de Peajes, estaría utilizando SAESA y que por tanto estarían afectas a pago de peajes adicionales.

Remitiéndonos al análisis hecho sobre la RM 88/2001 y la RM 52/2002, de cuya interpretación este Tribunal ha establecido que no es procedente el cargo de peajes adicionales a SAESA por uso de instalaciones físicamente anteriores al retiro, o de las barras en que efectivamente recibe los suministros de la totalidad de las generadoras, cabe señalar que en este punto dicho Informe no es aplicable a SAESA, por no ser parte de la relación jurídica de servidumbre, cuyos derechos debe garantizar cada CDEC (art. 81 inc. 2° N° 3 LGSE).

X. SITUACIÓN JURÍDICA DEL CONTRATO ENTRE TRANSELEC Y SAESA, DE 2001

1° Es un hecho de la causa que SAESA y TRANSELEC firmaron un Contrato de Peajes Adicionales el 1 de septiembre de 2001. De acuerdo con la cláusula tercera del contrato, el período de vigencia del contrato era entre el 1 de mayo de 2001 y el 31 de marzo de 2002, ambas fechas inclusive. El objeto del contrato, de acuerdo con la cláusula primera, era convenir en conformidad con la LGSE las servidumbres de paso de electricidad y de acuerdo con la RM 88/2001 los pagos adicionales y demás condiciones, derechos y obligaciones a que estará sujeta SAESA por los retiros de potencia y energía eléctrica destinados a abastecer los consumos de SAESA sin contrato de suministro.

2° Las partes dejaron expresa constancia de que concurrían a la suscripción del contrato en cumplimiento de lo resuelto en la RM 88/2001. En la cláusula segunda del contrato no solamente se deja constancia del

hecho de estar cumpliendo con la RM 88/2001, sino que, además, se establece que según las partes la aplicación de la RM 88/2001 "conduce a que no serán de cargo de las empresas generadoras", los pagos adicionales por el uso del sistema de transmisión que permite entregar suministro de electricidad a las distribuidoras que no cuenten con contrato de suministro.

3° Las partes en el Contrato de Peajes Adicionales -SAESA y TRANSELEC- interpretaron que estarían obligadas a contratar por los peajes adicionales en función de la RM 88/2001. En especial, las partes entendieron que el Resolvo N° 6 de la RM 88/2001 se aplicaba por la falta de contratos de suministro en relación con los puntos de retiro. Establece la Resolución Ministerial un criterio clave, al disponer que en la determinación de las barras del sistema de transmisión que permita el suministro de la distribuidora sin contrato, no puede significar al conjunto de las generadoras incurrir en el pago de peajes adicionales de transmisión por dicho suministro. Así, ciñéndose a la RM 88/2001, SAESA como distribuidora sin contrato convino con el propietario de las instalaciones de transmisión TRANSELEC, los peajes correspondientes conforme al art. 51 LGSE, según mandaba tal RM 88/2001, y asumió su costo.

4° Las partes firmaron el 1 de septiembre de 2001 el Contrato de Peajes Adicionales reconociendo peajes devengados entre los meses de marzo de 2001 a agosto de 2001 que corresponde al período entre la Resolución 88 y la celebración del contrato. La cláusula décima reconoce peajes adicionales devengados en dicho período por \$ 321.766.927 más IVA, pago que fue debidamente realizado. En la misma forma, SAESA cumplió con sus pagos durante la vigencia del contrato, vale decir entre el 1 de marzo de 2001 y 31 de marzo de 2002. La cláusula duodécima del Contrato de Peajes Adicionales desarrolla el tema de los peajes futuros, vale decir aquellos que serían pagados por SAESA si permaneciese sin contrato de suministro el 1 de abril de 2002. Las partes no lograron acuerdo en el pago de peaje adicional y en razón de haberse producido el desacuerdo las partes sometieron su diferencia a esta instancia arbitral.

5° De lo anteriormente expuesto, debe concluirse que SAESA y TRANSELEC cumplieron cabalmente con sus obligaciones bajo el Contrato de Peaje Adicional. Los pagos realizados por SAESA están hechos y corresponde a las obligaciones asumidas por SAESA en el contrato, y no fueron sometidos a esta instancia arbitral, por lo que no cabe pronunciarse sobre ello, sino solo constatarlo como un hecho. La controversia se plantea únicamente con respecto de los peajes posteriores a la vigencia del contrato. En este punto, este tribunal arbitral, en virtud de lo desarrollado *supra* (VI, VII y VIII), considera que no corresponde el pago por SAESA de dichos peajes adicionales y que las cantidades pagadas provisionalmente por SAESA, deben ser devueltas por TRANSELEC a SAESA, según lo acordado por las propias partes al constituir este Tribunal Arbitral.

XI. SÍNTESIS DE LAS CONSIDERACIONES Y CONCLUSIONES DE ESTE TRIBUNAL

1° No es un hecho controvertido que SAESA, desde el día 1 de abril de 2001 a la actualidad, carece de contratos de suministro para cubrir la totalidad de sus consumos. Se ha demostrado que desde la fecha señalada, SAESA ha recibido suministro en los nudos Valdivia 220KV y Puerto Montt 220KV, el que es proveído por el conjunto de las generadoras del SIC, quienes efectúan el retiro de la inyección y potencia en tales lugares, para su entrega a las instalaciones de distribución de SAESA. Por este suministro SAESA ha pagado el precio de nudo correspondiente.

2° Se ha demostrado que desde la fecha señalada, SAESA ha recibido suministro en los nudos Valdivia 220KV y Puerto Montt 220KV, el que es proveído por el conjunto de las generadoras del SIC, quienes efectúan el retiro de la inyección y potencia en tales lugares, para su entrega a las instalaciones de distribución de SAESA. Por este suministro SAESA ha pagado los precios de nudo correspondientes.

3° Que en el caso de servidumbres de transmisión en sistemas interconectados y regulados por precio de nudo, quedan vinculados como partes intervinientes (dominantes y sirvientes) solo instalaciones de generación y transmisión, y nunca instalaciones de distribución;

4° Que en el caso de unas instalaciones de distribución, como las de SAESA en la especie, que están recibiendo suministro de potencia y energía por un conjunto de empresas generadoras desde el sistema de transmisión al que la han inyectado, no puede ser considerado el dueño de estas instalaciones de distribución como parte o "predio dominante" de un vínculo de servidumbre eléctrica de transmisión

5° Que el dueño de las instalaciones de transmisión debe recibir los pagos que corresponden para financiar su AVNR y COyM, pero ello en ningún caso corresponde hacerlo a un distribuidor en los sistemas interconectados y regulados por precios de nudo.

6° Que la misma LGSE ha fijado el precio máximo que puede pagar una empresa distribuidora por la energía y potencia que recibe para sus clientes regulados, y que corresponde a los precios de nudo fijados semestralmente por el Ministerio de Economía. Este precio remunera la actividad de generación y transmisión, y está incorporado a las tarifas para clientes regulados.

7° Que, por el contrario, ante la eventualidad de tener que asumir el pago por concepto de peajes adicionales, la distribuidora no podría recuperar tales pagos por la vía de los costos de explotación.

8° Que la RM 88/2001, en su Resuelvo N° 6, al pretender resolver el problema de las distribuidoras sin contrato de suministro, estableció un procedimiento respecto de la determinación del nudo en que se harán los retiros, y que define los peajes que corresponderá pagar a la empresa transmisora dueña de las líneas.

Este Tribunal considera que dicho procedimiento para determinar los puntos de retiro no puede ser con-

siderado en su sentencia, pues ello significaría apartarse de la ley dado que: (a) altera el sistema de servidumbres de transmisión y peajes diseñado en la LGSE y su Reglamento, normas de superior jerarquía que no se pudo pretender modificar en tal decisión ministerial; y (b) excede el Ministro de Economía en su resolución las competencias que en esta materia la misma LGSE le ha asignado, atribuyendo facultades a la Dirección de Operación del CDEC-SIC que no están consagradas en el Reglamento de la LGSE, o en su Reglamento Interno, y que no guardan armonía ni equidad con la situación de una distribuidora, que no es parte del CDEC respectivo;

9° Que, no obstante, las partes suscribieron válidamente un contrato por el cual SAESA se obligó a pagar a TRANSELEC los peajes de transmisión correspondientes a los tramos Charrúa 220KV-Temuco 220KV, que se originen por su suministro.

Dicho contrato tuvo vigencia entre el día 31 de mayo de 2001 y el día 1 de abril de 2002, y las partes acordaron que los futuros peajes serían acordados por las partes o, de no lograrse tal acuerdo, someten a la decisión de este Tribunal su determinación, competencia proveniente del artículo 51G LGSE.

Esto se ampara en la autonomía contractual, y no es materia de la decisión de este Tribunal, por lo que ningún pronunciamiento cabe respecto de tal convenio, el que por lo demás, se encuentra expirado.

10° Que este Tribunal ha llegado a la convicción, aplicando lo previsto en la LGSE, su Reglamento, en los principios generales de derecho invocados y en la equidad, que no corresponde a SAESA, como empresa distribuidora, ejercer funciones de retiro de energía y potencia en el sistema de transmisión eléctrico, estando limitada a recibir electricidad desde los nudos que establecen periódicamente los Decretos de fijación de precios de nudo, y a pagar por ello, como máximo por concepto de generación-transmisión, los valores que estos Decretos determinan.

11° Que en ese sentido, a partir del 1 de abril de 2002 SAESA no ha ejercido ni podría jurídicamente ejercer o aprovechar por sí servidumbres de transmisión sobre las instalaciones de TRANSELEC situadas entre los puntos de inyección de energía y los nudos de retiro de energía y potencia desde donde SAESA recibe su suministro, esto es, Valdivia 220KV y Puerto Montt 220KV.

12° Que, en conclusión, si SAESA no ha ejercido ni podría jurídicamente ejercer dicha servidumbre de transmisión, no es procedente que pague peajes adicionales por ello.

13° Que los puntos de suministro a SAESA corresponden a los nudos Valdivia 220KV y Puerto Montt 220KV, los que rigen por el período comprendido entre el 1 de abril de 2002 y la fecha en que SAESA suscriba contratos de suministro para abastecer su consumo. Corresponde entonces a SAESA indemnizar a TRANSELEC por el uso de instalaciones de propiedad de esta ubicadas desde los puntos de suministro fijados, por el período señalado, hasta sus sistemas de distribución.

Por tanto,
Este Tribunal Arbitral por unanimidad resuelve:

1° Que se RECHAZA en todas sus partes, en sus numerales I a VI, la demanda planteada por TRANSELEC en contra de SAESA.

2° El Tribunal no se pronuncia sobre lo que deba pagar SAESA a TRANSELEC por la línea "Pallinque-Panguipulli 66KV", dado el reconocimiento de SAESA en su contestación: y por tratarse del uso de instalaciones que están fuera del sistema interconectado y coordinado por el CDEC, y regulado por precios de nudo, y existe acuerdo entre las partes. En caso contrario, podrán dirigirse ante este mismo Tribunal, para la determinación de los valores que corresponda, según lo dispuesto en el art. 51G LGSE.

3° Que en atención a los pagos provisionales realizados por SAESA a TRANSELEC desde abril de 2002 a la fecha, por concepto de peajes adicionales, corresponde realizar su devolución y reliquidación, más los intereses y reajustes que correspondan desde la fecha en que SAESA efectuó el respectivo pago hasta la fecha de su efectiva restitución.

4° Que las partes podrán acordar, la forma y condiciones en que se realizará la determinación y la reliqui-

dación señalada en los resolvos anteriores. Este acuerdo podrá ser presentado por las partes para su aprobación por este Tribunal dentro del plazo de un mes a contar de la notificación de esta sentencia.

5° Que las partes pagarán las costas de la causa por mitades.

6° Oportunamente, el Secretario dará cumplimiento al artículo 644 del Código de Procedimiento Civil, y enviará el expediente de este arbitraje al archivo que corresponda al domicilio del Tribunal.

ALEJANDRO VERGARA BLANCO
Presidente-Juez Árbitro

ARTURO YRARRÁZAVAL COVARRUBIAS
Juez Árbitro

HÉCTOR LAGUNAS MÉNDEZ
Juez Árbitro

Autoriza:

GONZALO MUÑOZ ESCUDERO
Secretario