

RESOLUCIÓN N° 22 /2007.

SANTIAGO, diecinueve de octubre de dos mil siete.

PROCEDIMIENTO NO CONTENCIOSO

ROL NC N° 134-06

CONSULTANTES: EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y
COLBÚN S.A.

OBJETO: CONSULTA SOBRE ALIANZA PARA
REALIZACIÓN DE PROYECTO HIDROELÉCTRICO
AYSÉN.

CONTENIDO

I) PARTE EXPOSITIVA

1. PARTES INTERVINIENTES
2. OPERACIÓN CONSULTADA, ANTECEDENTES Y ARGUMENTOS
PRESENTADOS POR LAS CONSULTANTES
3. ANTECEDENTES Y ARGUMENTOS PRESENTADOS POR LOS
INTERVINIENTES
4. OBSERVACIONES A ANTECEDENTES Y ARGUMENTOS PRESENTADOS
EN EL PROCESO

II) PARTE CONSIDERATIVA

5. CUESTIÓN PREVIA
6. ASPECTOS GENERALES DEL MERCADO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA Y
SU REGULACIÓN
7. MERCADO RELEVANTE
8. ENTRADA A LA INDUSTRIA
9. POTENCIALES EFECTOS SOBRE LA COMPETENCIA
10. EFICIENCIAS DERIVADAS DE LA OPERACIÓN CONSULTADA
11. CONDICIONES REQUERIDAS PARA LA APROBACIÓN DE LA OPERACIÓN
CONSULTADA

III) RESOLUCIÓN DEL TRIBUNAL

I) PARTE EXPOSITIVA

1. PARTES INTERVINIENTES

1.1. Consultantes:

- Empresa Nacional de Electricidad S.A., en adelante Endesa.
- Colbún S.A., en adelante Colbún.

1.2. Entidades que han aportado antecedentes y formulado observaciones en este expediente respecto de los efectos de la alianza consultada:

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 18, número 1), del Decreto Ley N° 211, han aportado antecedentes y expresado opinión en este expediente, en relación con la operación consultada, las siguientes entidades y personas:

- Ganadera Río Cochrane.
- Ganaderas Río Neff y Río Baker.
- Empresa generadora de electricidad Energía Austral.
- Empresa generadora de electricidad AES Gener.
- Dirección General de Aguas (DGA) del Ministerio de Obras Públicas (MOP).
- Fiscalía Nacional Económica (FNE).
- Comisión Nacional de Energía (CNE).

2. OPERACIÓN CONSULTADA

2.1. A fojas 4 y siguientes, con fecha 17 de mayo de 2006, la Empresa Nacional de Electricidad S.A., solicitó un pronunciamiento de este Tribunal referido a si la construcción y operación, en conjunto con Colbún S.A., de las cinco plantas o centrales hidroeléctricas en la XIª Región, que conforman el "Proyecto Aysén", constituye una operación que se ajusta a la normativa de libre competencia contenida en el Decreto Ley N° 211. Por su parte, Colbún S.A., a fojas 31 y con fecha 18 de mayo de 2006, presentó una consulta en igual sentido.

2.1.1. Descripción del proyecto:

En su presentación, Endesa describe el proyecto consultado como el desarrollo y ejecución conjunta, entre Endesa y Colbún, de todas las tareas vinculadas al financiamiento, construcción y operación de dos centrales en el río Baker, dos centrales en el río Pascua, y una central en el río Del Salto, por un total aproximado de 2.355 MW instalados, los que al año 2018 (época en que estarían todas operando) generarían entre un 13% a 15% de la capacidad total del Sistema Interconectado

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

Central, de acuerdo a estimaciones del consultantes. La entrada en operación de las centrales seguiría el siguiente cronograma:

Central	Fecha estimada puesta en servicio
Río del Salto	2013
Baker 1	2013
Pascua 2	2016
Pascua 1	2017
Baker 2	2018

Lo anterior se materializaría a través de una sociedad anónima cerrada, sujeta a las normas de las sociedades anónimas abiertas, con una distribución de propiedad de 51% para Endesa y 49% para Colbún, en los términos contenidos en un Memorando de Entendimiento, que acompañan, en los demás actos y contratos necesarios para materializar la constitución de la nueva sociedad, en los estudios de factibilidad pertinentes y otros actos preparatorios.

Endesa explicó que, de acuerdo a los términos acordados, la comercialización de la energía producida por las centrales será realizada en forma independiente y libre por cada empresa, delimitando su asociación sólo a la producción de esta, que será transferida directamente por la nueva sociedad común a Endesa y Colbún, a prorrata de sus participaciones accionarias, a un precio equivalente al costo marginal del sistema u otro precio de largo plazo que acuerden las partes si es necesario para asegurar la viabilidad financiera de nueva sociedad, sin que ello afecte los precios en que las empresas comercialicen la energía y potencia con terceros.

Además, durante un plazo de 30 años contado a partir del sexto mes desde la entrada en operación de cada central, se retribuirá a Endesa por sus aportes de derechos de aguas al proyecto con el 12,3% de las inyecciones de energía y potencia de cada una de estas.

A continuación describió los actos preparatorios inherentes al proyecto, los que se ejecutarán durante los años 2006 y 2007. Para llevarlos a cabo se requiere la constitución previa de la nueva sociedad en común, y señala que sólo una vez terminada la fase preparatoria se someterá a consideración de los directorios de Endesa y Colbún la decisión de ejecutar el proyecto Aysén, y si deberá hacerse en forma conjunta.

Justificando las razones de la asociación, afirma que es, ante todo, para compartir los riesgos de un proyecto de esta envergadura, con inversiones estimadas en más de US\$ 4 mil millones, incluyendo en esto la construcción y operación de la línea de transmisión que conectará las centrales al SIC.

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

Adicionalmente, señaló que Colbún es un socio vinculado a un grupo empresarial chileno con proyecciones de largo plazo en el sector eléctrico, con el que comparte la vocación hidráulica, aportando respaldo financiero y experiencia probada en este tipo de proyectos.

Argumentó, por otra parte, que compartir el financiamiento del proyecto con Colbún permitirá a Endesa liberar recursos para ejecutar otros proyectos eléctricos, por montos superiores a U\$670 millones en tres centrales hidráulicas y un parque eólico, y a Colbún desarrollar un plan de inversiones por cerca de U\$1.000 millones para el año 2013, de modo tal que la realización conjunta de esta inversión posibilitará que cada empresa continúe ejecutando por separado otros proyectos de generación.

2.1.2. Mercados involucrados.

Endesa describió en su presentación el mercado de generación eléctrica como competitivo y sin barreras a la entrada, ya que a su juicio no existirían barreras legales o administrativas, pues el establecimiento de centrales no requiere de concesiones, salvo que se soliciten para realizar estudios de factibilidad, inundar terrenos, imponer servidumbres o usar bienes nacionales de uso público.

Endesa afirmó que tampoco existen barreras económicas al mercado de generación eléctrica, en particular porque no hay evidencia de economías de escala que hagan inviables nuevos proyectos de generación. Sostiene que el mercado en cuestión está abierto a empresas de diversos tamaños, sustentado en un régimen tarifario que hace financieramente viable cualquier proyecto eficiente, y en el que la autoridad pública tiene una participación indicativa, la que se materializa mediante el plan de obras, que orienta al inversionista para evitar situaciones de subinversión y sobreinversión.

Los aspectos regulados de este mercado corresponden a la operación de las centrales, controlada por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), organismo que determina: i) qué empresa entra a operar en las distintas horas del día, de acuerdo con la demanda y los costos marginales del período, ii) los precios de venta de energía y potencia a las empresas distribuidoras, y iii) la responsabilidad por las fallas de aprovisionamiento en épocas de racionamiento eléctrico.

En segundo término, Endesa se refirió en su presentación al mercado de transmisión o transporte de energía, el cual está completamente regulado, con tarifas fijadas por la autoridad, sujeto a un régimen de acceso abierto (excepto los sistemas adicionales sin concesión y que no ocupan bienes nacionales de uso público) y otras regulaciones, que buscan impedir el ejercicio de un poder monopólico por la propietaria de las instalaciones y evitar la duplicidad ineficiente de redes.

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

Luego describió el mercado de distribución eléctrica, el que tiene características de monopolio natural dentro de las áreas de concesión de cada empresa, pero que sin embargo presenta cierto grado de competencia en el suministro a grandes usuarios, que no tienen regulación de precios y que pueden ser abastecidos tanto por las distribuidoras como directamente por las generadoras. La distribución eléctrica constituye un servicio público que requiere de una concesión administrativa, con obligación de prestar servicio dentro de su zona, manteniendo determinados estándares de calidad, y retribuido mediante tarifas fijadas por la autoridad (excepto para clientes libres). Las empresas distribuidoras tienen además la obligación de licitar la compra de energía y potencia necesaria para el total de la demanda proyectada de sus clientes. Como contrapartida, la concesión les permite a estas compañías utilizar bienes nacionales de uso público e imponer las servidumbres sobre bienes privados que sean necesarias.

Caracterizó, a continuación, las relaciones contractuales dentro del sistema eléctrico y el régimen tarifario que se refieren a las transferencias de energía y potencia en tres niveles: i) entre generadoras; ii) entre generadoras y distribuidoras; y iii) entre generadoras y clientes libres.

2.1.3. Efectos del proyecto en los mercados relevantes.

Sostiene la consultante que la operación propuesta no genera efectos negativos en el mercado de generación, pues no cambia su estructura actual.

Este mercado es concentrado pero altamente competitivo, donde Endesa detenta actualmente al 49% de la capacidad instalada y Colbún el 27,1%, llegando conjuntamente al 76,1%, lo que no se alterará con la ejecución del proyecto Aysén porque, de no realizarse conjuntamente, lo haría Endesa por separado, lo que significaría un aumento de la participación de Endesa superior a la que efectivamente tendrá de realizarse la operación consultada.

Además, la participación conjunta e individual de cada empresa debería tender a mantenerse considerando los nuevos proyectos anunciados, de forma tal que, a la fecha de entrada en operación de todas las centrales (2018), éstas representarán entre un 13% y un 15% del total de la capacidad instalada del SIC.

Por otra parte, señaló que el Proyecto Aysén permite el acceso de Colbún a derechos de aprovechamiento de aguas para generación eléctrica.

Dado que el CDEC es quien decide cuándo y cuánto produce cada central generadora, Endesa descartó la existencia de posiciones dominantes que permitan reducir la producción para obtener un alza de precios. La regulación existente es, en

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

opinión de esta compañía, garantía suficiente de que el proyecto Aysén no dará lugar a incentivos para actos colusivos, sino que beneficiará al sistema en su conjunto, empujando a la baja los costos de transferencia entre generadores.

Respecto al mercado de la distribución, la consultante afirmó que no existen incentivos para que disminuya la histórica rivalidad entre Endesa y Colbún. Lo anterior, por cuanto los contratos de compra de energía a la nueva sociedad incluirán cláusulas del tipo “*take or pay*”, por lo que las empresas estarán interesadas en tener como clientes a las empresas distribuidoras.

Por último, según Endesa, el proyecto Aysén debería ser neutro en materia de transmisión, pues es un mercado regulado que descarta posibles abusos de las posiciones en el mismo.

2.1.4. De acuerdo al artículo 18º del Decreto Ley N° 211, la consultante solicita a este Tribunal pronunciarse favorablemente y declarar que la construcción y explotación en conjunto por Endesa y Colbún de las centrales que conforman el Proyecto Aysén constituye una operación que se ajusta a las normas sobre libre competencia contenidas en dicha norma legal.

2.1.5. Con fecha 5 de septiembre de 2006, a fojas 324 y 329, Endesa y Colbún informaron que, con fecha 31 de agosto de ese año, se comunicó al Sr. Superintendente de Valores y Seguros que ambas compañías acordaron aprobar la constitución de la sociedad “Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.” –en adelante HidroAysén- mediante la que realizarán todos los actos preparatorios del Proyecto.

2.1.6. A fojas 356 las consultantes acompañaron copia de la escritura pública de constitución de la sociedad “Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.” y, a fojas 394, copias del Acta de sesión de directorio de dicha sociedad y de los contratos de suscripción y transferencia de acciones y derechos de aguas entre Colbún, Endesa y la nueva sociedad.

2.1.7. A fojas 483, en cumplimiento de lo ordenado por resolución de fojas 400, las consultantes acompañaron una versión pública del Pacto de Accionistas suscrito entre ambas, en relación a su participación en la sociedad “Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.”, incluyendo sus anexos.

2.1.8. A fojas 627, Endesa acompañó un informe económico del Sr. Ricardo Paredes M. sobre los efectos del acuerdo entre estas empresas.

En dicho informe, el autor argumenta que gran parte de las aprensiones presentadas en el proceso de consulta están relacionadas con la estructura del mercado, no con la alianza consultada. En lo referente a la concentración de derechos de aguas en manos

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

de Endesa, el proyecto Aysén utiliza estos derechos y además los desconcentra, al permitir que sean utilizados por la nueva sociedad. Por otro lado, según el informante, no serían convincentes aquellas aprensiones que apuntan a que la sociedad podría finalmente reducir la inversión. Paredes sostiene que, según la teoría económica, en un mercado como el afectado por la operación, los competidores podrían no oponerse a un descenso de la competencia en la medida que eso impacte en los precios con alzas de los mismos que beneficiarían a todos los generadores. De acuerdo con esta idea, lo que en realidad podría convenir a los intereses particulares de los competidores de los consultantes en el segmento de generación sería retrasar el proyecto, lo que permitiría mantener o alzar los precios en beneficio de todos los actores.

Según el autor, el argumento más atendible desde la perspectiva de la libre competencia es que la línea de transmisión podría estar diseñada de forma estratégica para limitar el ingreso futuro de competidores en la zona. Sin embargo, considerar que el diseño de la línea sea una reacción estratégica que pretenda crear una barrera a la entrada no es consistente con los objetivos de una empresa de transmisión, ya que restringiría su negocio al limitar la capacidad de la línea. Por último, en caso que la restricción sea tecnológica y la línea de transmisión esté copada, no tendría sentido generar un proceso de *open season*.

También a fojas 627, Endesa acompañó informes técnicos elaborados por GTD Ingenieros Consultores, referentes al sistema de transmisión asociado al proyecto consultado. En el primero de ellos se concluye que es técnicamente inviable construir una línea de transmisión que vaya a tener holguras de capacidad que pudiesen ser licitadas. Ello por limitaciones tales como la necesidad de mantener estabilidad en el voltaje y frecuencia de la transmisión. Además, dado que normalmente los proyectos de generación hidroeléctrica experimentan ampliaciones respecto a su capacidad de diseño, sería conveniente para el proyecto reservar holguras de capacidad hasta su término para cubrir la eventualidad de que finalmente las centrales generen mayor electricidad que la originalmente estimada. En el segundo informe, se analizan distintas alternativas de transmisión para el proyecto de Energía Austral, concluyéndose que para esta empresa sería económicamente más conveniente desarrollar un enlace independiente; según esta consultora, para HidroAysén sería indiferente la alternativa de uso compartido con Energía Austral, siempre que esta última compañía pague los peajes de transmisión respectivos y que efectivamente exista holgura de capacidad.

2.2. A fojas 19 y con fecha 18 de mayo de 2006, se dio inicio al procedimiento del artículo 31° del Decreto Ley N° 211 (DL 211), y este Tribunal ordenó efectuar las publicaciones procedentes y notificar de la consulta de autos a la Fiscalía Nacional

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

Económica (FNE), a la Comisión Nacional de Energía y a la Dirección General de Aguas, a fin de que aportaran antecedentes al respecto.

2.3. A fojas 31, con fecha 18 de mayo de 2006, la empresa Colbún S.A. también somete al procedimiento de consulta la misma operación, acumulándose al procedimiento Rol N° 134-06 por resolución de fojas 48,

2.3.1. En esta presentación, en síntesis, Colbún S.A. señaló lo siguiente:

El Proyecto Aysén es único e indivisible, ya que sus características hacen posible aprovechar las economías y sinergias que pueden alcanzarse sólo con el desarrollo y operación conjunta de las centrales que lo conforman. Mencionó como ejemplos puertos, caminos, aeródromos, poblaciones y otras obras. Además sostuvo que una línea de transmisión como la que se pretende construir sólo es viable para un volumen de energía similar al que contempla el Proyecto completo.

Este proyecto no afectará el desarrollo de otros proyectos de generación de cada una de las compañías involucradas en el mismo. La alianza consultada permitirá a las empresas no descuidar el resto de los proyectos de generación actualmente en estudio, al no concentrar la totalidad del financiamiento en sólo una empresa. Señala que el proyecto Aysén es la mejor alternativa de desarrollo de largo plazo del SIC. En efecto, para Colbún, dadas las características hidrográficas de la zona, éstas actuarían en la base, desplazando a unidades generadoras de costo más alto, llevando a la baja de costos marginales y precios de nudo.

Esta consultante añadió en su presentación que la sociedad HidroAysén no desarrollará actividades de comercialización en el mercado. Sólo se dedicará a actividades de producción, y serán Colbún y Endesa quienes comercializarán la energía y potencia producida de forma independiente. El precio al que el proyecto transferirá la energía y la potencia a las consultantes corresponderá al costo marginal del sistema en las barras de inyección de las respectivas centrales, sin perjuicio que, de ser necesario para asegurar la estabilidad y cumplimientos financieros de la sociedad, se pueda fijar eventualmente un precio diferente e idéntico para cada una de las referidas consultantes.

Por otro lado, Colbún destacó que es el CDEC-SIC -entidad distinta de las empresas consultantes- quien determina tanto los precios como las cantidades a producir, por lo que resultaría imposible restringir la producción o influir en los precios de generación.

Con respecto a los derechos de aprovechamiento de aguas, en la práctica se desconcentraría el mercado de los no consuntivos, pues el proyecto consultado permite a Colbún el acceso a esta fuente de energía.

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

Luego, Colbún añadió que el proyecto no modifica los incentivos enfrentados por las consultantes para competir en las licitaciones de suministro de energía eléctrica a empresas concesionarias del servicio de distribución eléctrica. Ello desde que, en el caso de las licitaciones futuras de suministro, Colbún y Endesa podrán utilizar separadamente la energía de las centrales cuya construcción y operación es consultada en autos.

El proyecto Aysén no incrementaría la actual participación de Colbún en el SIC, tomando en cuenta el ingreso esperado de nuevos competidores y proyectos en el futuro.

La sociedad que se forme entre Endesa y Colbún será una sociedad anónima cerrada, regida por las normas de las sociedades anónimas abiertas, y se deberá sujetar a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros.

Colbún solicita, en definitiva, que se declare que se ajusta a las disposiciones sobre libre competencia contempladas en el D.L. N° 211, la decisión final que adopte junto a Endesa, luego de completados los actos preparatorios, en orden a materializar – construir y explotar– las centrales de generación que conforman el proyecto Aysén, en los términos definidos. Colbún acompañó copia del “Memorando de Entendimiento” celebrado entre Endesa y Colbún, con sus anexos, además de copias de los comunicados de “hechos esenciales” referentes al proyecto.

2.3.2. A fojas 706, Colbún acompañó una propuesta técnica de la solución de transmisión recomendada, elaborada por Transelec, además de un informe técnico de Untec, consultora ligada a la Universidad de Chile, referente al sistema de transmisión asociado al proyecto consultado.

En el documento elaborado por Transelec, esta compañía recomienda que la línea de transmisión del proyecto Aysén consista en un enlace de transmisión en corriente continua (HVDC) en +/- 500 kV ó 600 kV, con dos polos, en modalidad punto a punto, entre Cochrane y Santiago, con una capacidad técnica de transporte máxima de entre 2.400 MW y 2.900 MW. Sostiene que este tipo de líneas de transmisión no son escalables, es decir su capacidad no es ampliable incrementalmente; que no existe en el mundo una línea de transmisión multiterminal en que operen más de dos polos a la vez –como sería el caso de diversas centrales de pasada inyectando simultáneamente en puntos distintos de la línea– y que se desconocen experiencias internacionales de tendido de más de un bipolo en una misma estructura, y dados los antecedentes que se conocen hasta el momento, no considera prudente una solución de este tipo.

Por su parte, el informe preparado por Untec señala que la alternativa de conexión por vía de líneas de alto voltaje en corriente continua es la más apropiada. Si se utilizara

esta línea para transferencias mayores a 2.900 MW, se compromete la estabilidad del SIC. Por lo tanto, para transferencias superiores a esta magnitud, se recomendaría el uso de dos sistemas de transmisión independientes.

2.3.3. A fojas 734, Colbún solicitó que se tengan presentes algunas características de la alianza sometida a consulta. En particular, adicionalmente a lo ya expuesto por las consultantes, señala respecto a la sociedad HidroAysén, que no se observa una influencia decisiva de una empresa sobre la otra, asegurando que el Directorio será un órgano independiente, que velará por el mejor interés de la sociedad. Así cada accionista designará igual número de directores, la presidencia se alternará entre directores de cada empresa, entre otros resguardos. Señala además que esta alianza corresponde a un *joint venture* productivo, de naturaleza cooperativa. Por último, se refiere al rol del CDEC. En esta presentación, acompañó el borrador propuesto por la CNE para un nuevo Reglamento de los CDEC, de octubre de 2006.

2.3.4. A fojas 871, Colbún acompañó un informe económico del Sr. Ricardo Rainieri, que versa sobre los efectos del proyecto Aysén en la competencia de los sectores de generación y distribución de electricidad. En particular, describe la regulación del sector eléctrico en Chile, los mecanismos imperantes de determinación de precios de nudo, de distribución y de transmisión, concluyendo que la participación de mercado de las consultantes no debiera ser materia de preocupación, puesto que el despacho del sistema es realizado en forma centralizada por el CDEC, que opera con independencia de la política comercial de los generadores. Por lo tanto, la operación eficiente del CDEC es esencial para dar señales correctas de inversión y operación en este sector. Para ello, los costos declarados por los generadores, que determinan la curva de costo marginal del sistema son auditados, y son los propios generadores quienes tienen incentivos para velar porque correspondan a los reales costos de operación del sistema.

El informe en comento añade que corresponde establecer un precio de transferencia desde el proyecto HidroAysén a las consultantes que elimine el riesgo de que pueda ser considerado como una señal de colusión para acordar precios en licitaciones de suministro para clientes libres y regulados. Para ello, este precio deberá satisfacer tres requisitos: i) debe ser conocido y definido por un mecanismo transparente para el mercado, ii) no debe poder ser manipulado por ninguna de las empresas del acuerdo, y iii) debe reflejar el costo de oportunidad. De acuerdo al autor, los precios de transferencias entre generadores en el CDEC son los que satisfacen de mejor forma estos criterios. Estos precios podrían complementarse con un precio “techo” para no producir problemas financieros a las consultantes en caso de escasez de suministro eléctrico, y un “piso” ajustado a costos, de forma que HidroAysén pueda cumplir con sus compromisos financieros.

Respecto a la línea de transmisión, señala el informe que es discutible que el acceso a la línea de corriente continua asociada al proyecto se pueda analizar como una “facilidad esencial”. Lo anterior, pues en primer lugar existen diversas alternativas de transmisión y puntos de inyección. En segundo lugar, no hay certeza de que sea técnicamente viable sumar otros proyectos a la línea de transmisión. Respecto a la posibilidad de realizar un “*open season*” para determinar el tamaño de la línea *ex ante*, señala que esta opción no es compatible con la legislación actual; y en la hipótesis que se pudiese proponer un cambio legal, debiera excluirse a esta línea del régimen de acceso abierto, alcanzándose así un diseño óptimo de la línea de transmisión y acotando la incertidumbre en relación a su operación.

Respecto a los derechos de aguas, el autor señala que no es claro que sean una barrera que inhiba la entrada de otros agentes con centrales hidroeléctricas, lo que dependerá de la eficiencia relativa y ubicación de los recursos hídricos disponibles, en relación a los de propiedad de Endesa y Colbún. Además, con el proyecto, la concentración de los derechos de aguas actualmente aprobados disminuye.

Por último, respecto a las eficiencias emanadas de realizar el proyecto Aysén por vía de la alianza consultada, el informe menciona una disminución en la tasa de costo de capital, en relación a que el emprendimiento sea realizado por Endesa, lo que adelanta el momento óptimo para el desarrollo del proyecto. Además, al permitir desarrollar este proyecto de una sola vez, se generan ventajas en costos de transacción y economías de escala y de ámbito, evitando duplicaciones innecesarias.

Este acuerdo de participación conjunta es, de acuerdo al informe, pro competitivo, pues no se neutralizan los incentivos de ambas empresas para desarrollar otros proyectos de generación de forma independiente.

2.3.5. A fojas 1282, Colbún acompañó copia de jurisprudencia de la Comisión Europea, que se avocan al análisis de un acuerdo de cooperación y de un *joint venture* concentrativo entre competidores.

2.3.6. A fojas 1424, acompañó copia del Oficio Ord. N° 087 de la Dirección General de Aguas de la XIª Región de Aysén, y un informe elaborado por la Universidad de Concepción sobre la evaluación de impacto ambiental del proyecto Río Cuervo. Ambos documentos señalan que el proyecto de generación eléctrica de Energía Austral en la XIª Región no cumplió con los requerimientos mínimos para poder realizar una evaluación de impacto ambiental.

2.4. La resolución que dio inicio al procedimiento de consulta fue publicada el día 6 de junio de 2006 en el diario La Nación y en el Diario Oficial, cumpliendo con lo ordenado en el artículo 31º N° 1 del DL 211.

3. ANTECEDENTES Y ARGUMENTOS PRESENTADOS POR LOS INTERVINIENTES.

3.1. Informes de la Dirección General de Aguas del Ministerio de Obras Públicas:

A fojas 171 y siguientes rola el informe de la Dirección General de Aguas del Ministerio de Obras Públicas (DGA), complementado a fojas 298; documentos ambos que, en síntesis, señalan lo siguiente:

La totalidad de los derechos de aprovechamiento de aguas comprometidos en el proyecto Aysén fueron adquiridos bajo el régimen del Código de Aguas anterior a su modificación del año 2005. Que la concentración en manos de Endesa de dichos derechos de aguas fue objeto de reproche por la H. Comisión Preventiva Central por sus eventuales efectos perniciosos para la libre competencia. Sin embargo, el establecimiento de una patente por no uso de los recursos hídricos en la legislación sectorial es una presión hacia el desarrollo de proyectos concretos.

Estimó relevante que se analice la obtención de rentas monopólicas derivadas de la captura de recursos escasos, en términos no equitativos, más allá del costo de oportunidad. Señaló que esa posible imperfección del mercado derivaría del uso de los derechos de aguas, con una influencia determinante en la formación de precios de la hidroelectricidad.

Según la DGA, la demanda de derechos de aguas para fines hidroeléctricos se encuentra concentrada entre las grandes empresas de generación, tanto a nivel nacional como en la XIª Región, y las solicitudes pendientes de las empresas superan con creces los caudales ya asignados, especialmente en el caso de Colbún.

A fojas 298, complementó lo informado con el detalle de derechos de aprovechamiento de aguas no consuntivos de que cada empresa consultante es titular, los caudales efectivamente utilizados, y las solicitudes en trámite a mayo de 2006.

A fojas 2017, la DGA informó respecto de los derechos de aprovechamiento de aguas consuntivos y no consuntivos de los que cada consultante es titular a mayo de 2007. Esta repartición recomienda en su informe que, debido a la alta concentración de derechos de agua no consuntivos y a la exención del pago de la patente por no uso de las aguas de la provincia de Palena y de las Regiones XIª y XIIª, contemplado en el artículo segundo transitorio de la ley N° 20.017, e I Tribunal ordene a Endesa renunciar a un derecho de 180 m³/s permanente y continuo que posee en el río Ibáñez, y a desistirse de una solicitud en trámite de 326 m³/s permanente y continuo en el río Figueroa. Por estas mismas razones, esta repartición pública opinó que a Endesa

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

debiera prohibírsele participar en compras o remates de agua en la región, además de presentar nuevas solicitudes, de forma de permitir que otros actores puedan desarrollar proyectos de generación, haciendo más competitivo el mercado de generación hidroeléctrica. Del mismo modo, argumentó que resultaría conveniente la aprobación de una ley que elimine la exención contemplada en el citado artículo.

Por último, la DGA recomendó que no existan restricciones a Endesa para buscar nuevos derechos de aprovechamiento en las cuencas de los ríos Baker y Pascua, ni para obtener derechos puntuales destinados a establecer medidas de compensación para localidades específicas, de forma de poder reducir áreas a inundar, y así minimizar los impactos regionales, asociados a las actividades locales, al ecosistema y al paisaje natural existente.

A fojas 2050, la DGA complementó la información de fojas 2017, adjuntando un mapa de solicitudes y derechos de aprovechamiento de aguas no consuntivos para proyectos hidroeléctricos y de la capacidad asociada en MW, en la región de Palena y la XIª Región de Aysén.

A fojas 2065, la DGA, a requerimiento de este Tribunal, informa las justificaciones de las medidas recomendadas en sus informes anteriores. Reitera que Endesa concentra porcentajes muy relevantes de los derechos de aguas con potencial hidroeléctrico en la provincia de Palena y en la XIª Región, y sostiene que esas zonas cuentan con un potencial de generación hídrica cercano a los 2.700MW que aún no se encuentran concedidos o solicitados, aunque no se conoce su factibilidad técnico-económica.

Considera que, dado que la línea de transmisión asociada al Proyecto HidroAysén no presentaría capacidad disponible, para desarrollar otros proyectos hidroeléctricos se requiere que éstos cuenten con una envergadura suficiente para hacer rentable la construcción de una segunda línea de transmisión al SIC, lo que resulta poco probable mientras se mantenga la concentración de derechos de aprovechamiento de aguas descrita. Por ello, recomienda se obligue a Endesa a enajenar, en un plazo no superior a 6 meses, los derechos de aprovechamiento y solicitudes pendientes que posee en los ríos Futaleufú, Figueroa e Ibáñez, y se restrinja la posibilidad de adquirir otros derechos en la zona salvo que sean indispensables para implementar medidas de compensación originadas en el proceso de Evaluación de Impacto Ambiental del proyecto HidroAysén.

3.2. Informe de la Fiscalía Nacional Económica:

A fojas 202 y siguientes corre el informe de la Fiscalía Nacional Económica (FNE o Fiscalía). En él, este servicio describió la regulación comparada de *Joint Ventures* en la Unión Europea y en Estados Unidos, concluyendo que la operación consultada no

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

tiene como finalidad previsible una concentración horizontal, siendo más bien de carácter colaborativo. No obstante, debido a su carácter permanente, la FNE estima que debe ser analizada bajo los criterios de una operación de concentración.

Posteriormente, describió el sector eléctrico nacional, la regulación relevante y el sistema de precios que impera en el sistema. Indicó que la participación de la generación hidráulica en el SIC es relevante, y que este sistema eléctrico está sujeto a un importante riesgo hidrológico, pues gran parte de las plantas hidroeléctricas utilizadas dependen de los caudales de cada año.

La FNE estimó en su informe que el mercado relevante es el SIC, el que está abierto a empresas de diversos tamaños y fuentes de energía, lo que se refleja en el Plan de Obras de la CNE. Indicó que se proyecta un crecimiento de la demanda superior al 6,5% anual entre los años 2006 y 2016 y prácticamente una duplicación en la capacidad instalada en el SIC al año 2015, con proyectos hidráulicos y térmicos de gran tamaño, además de proyectos menores de fuentes convencionales y no convencionales. Por lo anterior, agregó, se estima que la capacidad de generación del proyecto Aysén en el año 2018 (cuando todas sus centrales se encuentren en operación) corresponderá al 16% de la capacidad total del sistema, y que la participación de las consultantes en el sistema y la concentración de este mercado, no cambiaría de forma significativa.

Por otro lado, la FNE sostuvo en su informe que recientes modificaciones normativas generan incentivos al ingreso de nuevos actores de menor tamaño, y de fuentes no convencionales.

Respecto a la generación en la XIª Región, mencionó que la parte más significativa de los derechos de agua de Endesa en el sector serían traspasados al proyecto HidroAysén, y que la empresa canadiense Falconbridge, a través de la sociedad Energía Austral, estaría proyectando centrales en la zona por una potencia instalada total de 1.154 MW. Agregó que AES Gener, por su parte, concentra solicitudes por el 83% de los caudales pendientes de asignación en esta zona. Por lo anterior, sería posible suponer una oferta creciente de generación en esa área geográfica.

Seguidamente mencionó una serie de costos de entrada a este mercado, tales como tiempo asociado al ingreso con centrales de base, la ausencia de interconexiones con otros sistemas eléctricos, la existencia de activos estratégicos en manos de los incumbentes -como derechos de agua y acceso a combustibles, entre otros-, e importantes inversiones hundidas. Además sostiene que existirían costos de salida en la industria, asociados a la existencia de contratos de largo plazo.

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

La FNE identificó dos barreras de entrada relevantes, que no se diluirían en el mediano plazo; a saber, la posesión de derechos de aprovechamiento de aguas y la línea de transmisión asociada al proyecto Aysén.

Sostuvo que Endesa posee una gran concentración de derechos de aprovechamiento, especialmente en la XIª Región. Dado que gran parte de estos derechos se destinarán al proyecto Aysén, y por tratarse éste de una operación de colaboración, se disminuirá la concentración respecto de este insumo esencial. Sin embargo, indicó que Endesa y en menor medida Colbún, mantendrán una posición de privilegio por la propiedad de los derechos de aguas. La FNE planteó que esta posición puede llegar al punto que Endesa podría estar obteniendo rentas sobrenormales en la cesión de estos derechos a HidroAysén, toda vez que, como se ha consignado *supra*, durante un plazo de 30 años contado a partir del sexto mes desde la entrada en operación de cada central, Colbún retribuirá a Endesa por sus aportes de derechos de aguas al proyecto con el 12,3% de las inyecciones de energía y potencia de cada una de las centrales.

La línea de transmisión del proyecto, por su parte, tiene, en opinión de la FNE, un efecto disuasivo a la entrada de nuevos competidores en la XIª Región, pues constituiría un activo esencial. Dado que la línea propuesta en principio no permitiría el acoplamiento de tramos, un nuevo proyecto en la zona debería necesariamente incurrir en el desarrollo de una segunda línea, con los costos que ello implica (monetario, segundo mejor trazado, costo medioambiental).

Respecto al comportamiento de Endesa y Colbún en el mercado después de la operación consultada, la Fiscalía analiza los eventuales peligros de coordinación según los criterios propios de una operación de concentración, teniendo en consideración que dicha operación tendrá un carácter permanente.

La FNE sostiene que se puede observar que en el mercado del CDEC-SIC, Colbún presenta estrategias más agresivas, que son consistentes con la obtención de un mayor número de contratos, tanto con clientes libres como regulados. Por su parte, Endesa vende mayoritariamente en el mercado spot o instantáneo, lo que implicaría una menor cantidad de contratos suscritos.

Respecto de instalaciones futuras, afirma que en la medida en que aumenta el horizonte de estudio aumenta también la incertidumbre, debido tanto a factores propios de la oferta y demanda de electricidad, como al efecto estratégico del ingreso temprano de otras centrales generadoras. Además, los proyectos posteriores a 2010 declarados por las empresas no son vinculantes, por lo que no es posible anticipar en términos precisos el efecto de la inclusión de las centrales del proyecto Aysén en el Plan de Obras de la CNE.

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

Ante una eventual coordinación para afectar el plan de obras, la FNE estima que las empresas no deberían tener incentivos para manipular sus avisos de inversiones, puesto que tal conducta se traduciría en una baja en los precios de nudo. Respecto a una eventual coordinación para excluir a nuevos competidores, la Fiscalía considera que, si bien el sólo anuncio del proyecto podría considerarse como barrera estratégica disuasiva, el retraso en las inversiones expone en forma creciente a las empresas al riesgo de pagar compensaciones, según lo dispone el artículo 99° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos. Lo anterior, sumado a los nuevos incentivos a la entrada de nuevos actores, relativizaría la posibilidad de exclusión.

En opinión de la FNE, dado que el Proyecto Aysén no debería alterar los niveles actuales de concentración en el mercado, es esperable que cada generadora busque competir a través de la construcción de nuevas centrales.

Respecto del mecanismo de transferencia de energía y potencia planteado por las consultantes, la FNE opina que si éste se realiza a un precio distinto de su costo marginal, se podrían generar problemas de competencia. De hecho, se posibilitaría la utilización del Proyecto Aysén para influir en los costos marginales del SIC, y de esta forma, en los precios de generación.

El riesgo de una eventual coordinación de las partes para afectar los precios no existiría, a juicio de la FNE, pues el proyecto implica que parte de los costos de ambas empresas serán idénticos, lo que determinará que los precios de comercialización tiendan a asimilarse y ello, a su vez, podría tener efectos relevantes en el mecanismo de licitaciones de suministro para distribuidoras, por una coordinación destinada a afectar los precios. Sin embargo, el comportamiento de HidroAysén sería transparente para el CDEC, porque en este mercado los competidores pueden monitorear los costos de despacho de cada agente. Tomando en cuenta la forma de operar del sistema de despacho del CDEC (por orden de mérito), es muy poco probable que una o más empresas tengan influencia en la fijación de precios *spot* o el costo marginal del sistema. De igual forma, otras vías indirectas de ejercer poder de mercado, como la reducción de la oferta por medio de mantenimientos prolongados, declaración de niveles de embalse injustificadas, manipulación de precios de combustibles u otros, se verían minimizadas por las últimas modificaciones legales y las potestades fiscalizadoras de la SEC.

En lo concerniente a la posible influencia de la alianza en las decisiones del CDEC, en opinión de la Fiscalía este riesgo se diluiría, considerando el alto número de integrantes que se espera conformen el directorio de ese organismo a la fecha de entrada en operación de las centrales de HidroAysén al mismo, y a los *quorum* exigidos para las decisiones más relevantes.

En relación con el peligro de reparto de mercado u otro acuerdo similar entre las generadoras para participar en las licitaciones de suministro a distribuidoras, la FNE considera que este riesgo es relevante, debido a que estas últimas no tienen estímulos para contrarrestarlos, pues traspasan los precios de generación directamente a los consumidores. Sin embargo, este riesgo existe con o sin el proyecto consultado.

Respecto a las eficiencias alegadas por las consultantes, la FNE planteó que no hay información sustantiva que las respalde, salvo por apreciaciones cualitativas de las ventajas de compartir el riesgo de la inversión y la liberación de recursos de Endesa para nuevos proyectos. Argumenta que los indicadores financieros señalan que Endesa podría financiar el proyecto sin asociarse. Parece más plausible el argumento de liberación de recursos para nuevos proyectos de esa empresa, pero no existe información para evaluarlo. Por último, de ser efectivas estas eficiencias, se limitarían a la etapa de levantamiento de capitales y elaboración del proyecto, pero no existirían luego en su operación.

La FNE sugiere que, de aprobarse la alianza consultada, el Tribunal la sujete a las siguientes condiciones:

- La venta de energía de HidroAysén a Endesa y Colbún debe realizarse a su costo marginal, con el objeto que no exista influencia sobre los costos marginales del SIC y, por lo tanto, en los precios de generación;
- HidroAysén debe someterse de forma obligatoria a las instrucciones del CDEC sobre mantenimiento de las centrales, en particular evitando la entrada conjunta de estas centrales a mantención;
- Endesa y Colbún deben renunciar a las solicitudes de derechos de aguas en tramitación en la XI Región. Se les debe prohibir adquirir o solicitar nuevos derechos con fines hidroeléctricos en la misma región;
- Debe instruirse a la DGA para que una vez cursadas las renunciaciones, realice las gestiones necesarias para la pronta asignación de solicitudes de derechos para uso hidroeléctrico; y,
- Debe garantizarse el acceso abierto a la línea de transmisión, determinando su factibilidad en la etapa de proyecto, por ejemplo mediante un proceso de “*open season*”.

3.3. Informe de la Comisión Nacional de Energía:

A fojas 312 y siguientes rola el informe de la Comisión Nacional de Energía, en el que este organismo describió el contexto general del mercado chileno de generación eléctrica, advirtiendo que podría presentarse estrechez en el mercado eléctrico en los próximos años.

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

Indicó que la Ley General de Servicios Eléctricos no contiene regulaciones especiales respecto de la concentración ni integración horizontal en el segmento de generación, estableciendo sólo restricciones a la integración vertical entre transmisoras y los otros segmentos.

Al analizar los potenciales efectos de la alianza sobre el mercado eléctrico, la CNE se refirió, en primer lugar, a las licitaciones de suministro a distribuidoras. Dichas licitaciones deben ser realizadas con al menos 3 años de anticipación al término de los contratos vigentes, y puede licitarse el suministro de hasta 15 años, con precios estabilizados de largo plazo. Lo anterior busca facilitar la entrada de nuevos actores a la generación, y aumentar la intensidad de la competencia en el sector, tomando algunos resguardos mediante la determinación de precios máximos.

El informe sostiene que, de existir suficiente competencia en este segmento, los precios que resulten de las licitaciones corresponderán a los costos de desarrollo de largo plazo y que lo mismo se aplica a los clientes libres, quienes normalmente licitan el suministro entre los generadores.

En segundo lugar, la CNE se refirió a los posibles impactos sobre la competencia en el segmento de generación de energía. Respecto de este punto, informó que el precio que acuerden las partes para las transferencias entre HidroAysén y las consultantes podría constituir un elemento crucial para los precios de equilibrio de generación. En efecto, si es superior al costo marginal, podría servir para concordar precios en el futuro, como una señal para la comercialización, incluso sin que medie un acuerdo posterior en ese sentido. Por ello, considera indispensable que el precio de las transacciones corresponda al costo efectivo de generar la electricidad, representando los costos de desarrollo de largo plazo de las nuevas centrales que se instalen en el sistema.

Por último, respecto de la línea de transmisión requerida por el proyecto, la CNE sostuvo que ésta correspondería a una línea adicional de acuerdo a la normativa vigente. En caso de requerir servidumbres u ocupar bienes nacionales de uso público, quedará sometida al régimen de acceso abierto sujeto a restricciones de capacidad y, por lo tanto, cualquier interesado podrá requerir el uso de la línea siempre que exista capacidad técnica, según determine el CDEC, independientemente de la capacidad contratada.

Agregó que el costo de transmisión será pactado entre la generadora y la transmisora, sobre la base del valor presente de las inversiones, menos el valor residual, más los costos de operación, mantenimiento y administración.

En opinión de la Comisión Nacional de Energía, si bien en condiciones normales la decisión de construcción y las características de una línea de transmisión son decididas sólo por las partes involucradas, en este caso existen circunstancias particulares –condiciones geográficas y medioambientales- que imponen limitaciones a la construcción de este tipo de infraestructura en la zona de Aysén. De aprobarse ambientalmente la construcción de una línea, ésta tendría características de instalación esencial, y disminuye la posibilidad de que se construya una segunda. Por ello, para no imponer una barrera innecesaria a otros proyectos en la zona, sería apropiado tomar resguardos al respecto, garantizando la posibilidad de que cualquier interesado en obtener capacidad en el futuro, pudiera contribuir al financiamiento de la línea en la proporción de costos que corresponda, de forma de permitir que la demanda por el uso de la línea esté reflejada en su diseño original, y también que una vez construida, un tercero pueda efectuar obras de ampliación si así lo requiere para otro proyecto, bajo ciertos resguardos.

La CNE concluyó que la alianza formulada no presenta mayores problemas respecto de los niveles de competencia en el sector de generación siempre que se tomen ciertos resguardos, en particular respecto de la determinación del precio de transferencia de energía y potencia entre la nueva empresa y las consultantes, reflejando estrictamente los costos, y la posibilidad de que terceros puedan acceder a la línea de transmisión si así lo requiriesen, participando en su financiamiento y ampliación, siempre que los costos sean cubiertos por los interesados y que dichas obras no impliquen dificultades de operación para los inversionistas originales.

3.4. Antecedentes aportados por el H. Senador Antonio Horvath K.:

A fojas 293, mediante Oficio N° 27.593 del Senado, se recibieron los planteamientos del H. Senador Antonio Horvath K., el que solicitó que se analice y revisen las condiciones planteadas por el Fiscal Nacional Económico a la alianza entre Colbún y Endesa, respecto a la renuncia de solicitudes de derechos de aguas con fines hidroeléctricos actualmente en tramitación y a la prohibición de adquirir nuevos derechos de aguas en la XIª Región. Lo anterior atendido que los actuales proyectos de centrales puedan ser reducidos para no inundar áreas sensibles, y que éstos puedan suministrar energía a la Región, la que actualmente tiene las mayores tarifas eléctricas del país, de modo tal que se flexibilicen las restricciones indicadas, manteniendo el total a generar y considerando otros ríos que no ocasionen impactos negativos en la zona.

3.5. Antecedentes aportados por la empresa Ganadera Río Cochrane Ltda.

La empresa Ganadera Río Cochrane Ltda. aportó antecedentes a fojas 75, con fecha 23 de junio de 2006. En primer lugar, hizo presente que el proyecto Aysén permanece aún indefinido en sus características esenciales, como manifestara la propia Endesa en el procedimiento de concesión eléctrica provisional ante la SEC, por lo que no es posible evaluar los beneficios, eficiencias y virtudes expuestas por las consultantes, ni el real alcance e impacto que la asociación podría tener en el mercado.

Esta interviniente planteó que el fundamento alegado por Endesa para invitar a participar a Colbún –compartir los riesgos dada la envergadura del proyecto- no resulta válido ni creíble, pues la misma descripción del proyecto señala que los riesgos son bajos. Además, Endesa ha demostrado tener capacidad financiera suficiente para realizar por su cuenta esta inversión y muchas otras que ha señalado tener en estudio, por lo que es factible razonar que las motivaciones de esta alianza son incrementar la rentabilidad de ambos socios, creando un ámbito de acción común para enfrentar a los clientes libres, a las licitaciones de las distribuidoras, a las otras generadoras con las que compiten, y a coordinar inversiones futuras.

Cuestiona, además, la real capacidad de competir cuando ambas consultantes tendrán el mismo precio de compra de la energía producida por las centrales del proyecto.

Adicionalmente, Ganadera Río Cochrane señaló que no es efectivo que la generación de electricidad sea competitiva y carente de barreras a la entrada. En particular, la generación hidráulica –de menor costo– tiene como barrera insalvable la disponibilidad de derechos de aprovechamiento de aguas viables, y Endesa presenta una alta concentración de éstos, por lo que la posibilidad de entrada existe, en la práctica, sólo a partir de otras fuentes de energía de mayor costo.

Añadió que el Proyecto HidroAysén intensificará la concentración del mercado. En efecto, en opinión de esta interviniente, la coordinación de los planes de inversión de las empresas llevaría a un mayor desequilibrio en este mercado, haciendo altamente probable que las consultantes aumenten su participación en el mismo. A modo referencial, mencionó que en otros países donde participa Endesa se limita el tamaño o participación que puede tener un generador.

Sostiene que la misma afirmación de Endesa en cuanto a que el proyecto “abre” derechos de aguas a favor de un competidor, demuestra que éstos son muy escasos y configuran una barrera a la entrada, por lo que no resulta creíble que dicha empresa acceda a desprenderse de ellos. Además, arguye, la compensación por esos derechos de aguas puede ir por la vía de la colusión u otras negociaciones conjuntas para

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

nuevas inversiones en el futuro. La posibilidad del uso conjunto de los derechos de aguas no asegura una mayor competencia en todos los mercados.

Agregó que esta asociación permite a cada empresa neutralizar a su competidor más desafiante en el mercado de generación desde que ambos se fortalecen frente al resto de los participantes, por lo que se intensifica la concentración.

Opinó que la asociación facilitará acuerdos entre ambas empresas para las transferencias de energía y potencia entre ellas, tanto para excedentes que puedan tener las centrales del proyecto Aysén como el resto de sus centrales, pudiendo impedir o limitar la compra de estos excedentes al resto de los actores del mercado.

En su concepto, también se debe ponderar el aumento del poder que tendrán estas empresas dentro del directorio del CDEC, donde podrán influir en forma determinante en la forma de cumplir sus funciones, no habiendo seguridad de que sea de manera eficiente y transparente.

En definitiva, solicitó al Tribunal que se abstenga de emitir un pronunciamiento respecto de la operación consultada o, en subsidio, la rechace por no ajustarse a las normas de defensa de la libre competencia.

A fojas 523, la sociedad Ganadera Río Cochrane Ltda. acompañó un informe técnico elaborado por el economista Sr. Andrés Gómez-Lobo, en el que señala en síntesis que, con los antecedentes disponibles, esta alianza presenta un riesgo significativo para la libre competencia en el sector. Autorizar la alianza consultada presentaría riesgos para la libre competencia y el desarrollo del sector, sin ningún beneficio aparente o, al menos, sin ningún beneficio que no se pueda lograr por otros medios menos riesgosos para la competencia en la industria.

El economista sostiene que el sector de generación ya se encuentra altamente concentrado y, dada su estructura, las empresas principales pueden alterar el precio de la energía mediante sus decisiones de inversión.

El riesgo de abuso de poder de mercado depende, en su opinión, de las barreras a la entrada con plantas que abastecen la demanda de base (plantas con bajos costos de operación a las que se les encomienda la generación de energía durante gran parte del año), sin ser relevante la competitividad de la entrada a la industria con tecnologías de mayor costo marginal.

La alianza Endesa-Colbún, continúa, genera una coincidencia de intereses entre las dos generadoras más importantes en relación al ritmo de desarrollo y configuración de

sus inversiones, lo que podría afectar el ritmo y nivel de desarrollo de proyectos hidroeléctricos en general, con el consiguiente impacto en el precio de la energía.

Sostiene que las características de esta alianza guardan relación con la alta concentración de derechos de aprovechamiento de aguas para uso hidroeléctrico. Es factible suponer que los derechos en manos de Endesa probablemente serían los de mejor calidad, lo que por sí solo constituye una amenaza para la libre competencia en el sector de generación.

Por otro lado, arguye que la alianza consultada ofrece un canal inmejorable para el flujo de información entre las empresas y podría facilitar la transferencia de recursos o rentas entre Endesa y Colbún, lo que facilitaría la creación de acuerdos colusivos, y dificultaría la capacidad de fiscalización y auditoría de la SEC, dado que se alinean los intereses de las dos generadoras más importantes y se reduciría el control mutuo que ejercen estas empresas en su relación con la autoridad.

3.6. Antecedentes aportados por las sociedades Ganadera Río Neff Ltda. y Ganadera Río Baker Ltda.

A fojas 98, con fecha 23 de junio de 2006, las sociedades Ganadera Río Neff Ltda. y Ganadera Río Baker Ltda. aportaron antecedentes a esta consulta. Indicaron que la propia Colbún, al comunicar como hecho esencial a la SVS su participación en el proyecto HidroAysén, señaló que aún no ha podido determinar los efectos que tendría su implementación –de acuerdo a estos intervinientes-, por lo que tampoco se podrían determinar sus efectos en la libre competencia. Las consultantes obtendrían una posición aún más dominante en el mercado, donde ya son los dos mayores generadores, concentrando más del 75% de la producción eléctrica del país.

En opinión de ambas intervinientes, la alianza consultada no garantiza que la comercialización no sea convenida entre ambas empresas, ya que los costos de producción serán idénticos para ambas y, además, tendrán una instancia ideal para un eventual acuerdo, en perjuicio de los consumidores finales y de los demás operadores, perjudicando la transparencia del sistema.

Concluyó solicitando que este Tribunal se abstenga de pronunciarse respecto de la operación consultada mientras no se cuente con los antecedentes sobre el alcance y contenido del proyecto y que, en definitiva, declare que la asociación planteada por las consultantes no se ajusta a las disposiciones sobre libre competencia contempladas en el D.L. N° 211.

3.7. Antecedentes aportados por la empresa Energía Austral Ltda

A fojas 106, con fecha 23 de junio de 2006, la empresa Energía Austral Ltda. aportó antecedentes a esta consulta. En su presentación, informó que es una sociedad de propiedad de la canadiense Falconbridge, con interés en la instalación de centrales hidroeléctricas en la XI Región.

Centró su argumentación en el segmento de transmisión de electricidad, señalando que las consultantes omiten en sus presentaciones un análisis de la regulación de dicho segmento, y de la posibilidad de que las instalaciones de transmisión se transformen en activos esenciales que puedan transformarse en barreras de entrada para otros proyectos hidroeléctricos en la XIª Región.

Energía Austral señaló que eventualmente existirían economías de escala en la construcción y mantención de una línea de transmisión, aún más en el caso de un sistema de corriente continua. En su versión, de los antecedentes acompañados se desprendería que la escala mínima de la línea sería, en este caso, precisamente los 2.355 MW anunciados del Proyecto Aysén.

Respecto a la regulación de los sistemas de transmisión adicionales, como el propuesto por la consultante, señaló que sólo excepcionalmente quedan sujetos a un régimen de acceso abierto. Estos sistemas están sujetos a acuerdos privados entre el generador y el transportista, en particular respecto del precio por el uso de las instalaciones, el que en caso de terceros distintos a los consultantes puede no llegar a concretarse si va en contra de quien encargó la construcción de la línea y es además su principal cliente en todo el SIC. Adicionalmente, el transportista podrá negar el acceso al sistema de transmisión cuando no existe capacidad técnica, y en este caso justamente quien encarga su diseño contratará toda la capacidad de la línea y no habrá espacio para que un tercero la pueda utilizar, por lo que este “acceso abierto” deja de tener contenido o posibilidad de materializarse.

Sostuvo que, si bien el diseño del sistema de transmisión en corriente continua presenta ventajas técnicas, requiere instalaciones terminales con costos superiores a las de sistemas en corriente alterna y que es posible diseñar un sistema con varios circuitos bipolares en estructuras comunes, existiendo algunos ejemplos a nivel mundial.

Añadió que existe la probabilidad de que el transporte de energía desde la XIª Región constituya una barrera a la entrada para posibles generadores hidroeléctricos de esa región, distintos a los consultantes, haciendo económicamente inviable la construcción de una línea alternativa para centrales de menor potencia. A ello deben agregarse los costos y restricciones medioambientales para la instalación de una línea alternativa,

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

cuando lo más eficiente es, a juicio de esta empresa, que se haga a través de una sola línea.

Solicitó, en definitiva, que no se apruebe la operación en los términos consultados sino que bajo las condiciones que este H. Tribunal declare.

Para sustentar sus argumentos, Energía Austral acompañó, a fojas 897, un informe técnico de la consultora Ingentra referente a la transmisión de potencias importantes de energía a grandes distancias. Dicho informe señala, en síntesis, que en los sistemas de corriente continua, la modalidad típica de transmisión es mediante esquemas bipolares (de dos polos). Según sea la potencia a transmitir, es posible hacerlo utilizando varios bipolos. En la transmisión con más de un bipolo, lo usual hasta la fecha ha sido construir cada bipolo en una estructura independiente, a pesar que un sistema compuesto por dos bipolos en una misma estructura resultaría más económico. Señala en cualquier caso, que un esquema de este tipo, si bien es teóricamente factible, no ha sido implementado nunca.

El informe técnico de Ingentra describe además distintas opciones para estructurar un sistema de transmisión abierto, que permita a distintas empresas transportar energía. Ingentra recomienda que Energía Austral transporte su energía desde Aysén al SIC utilizando una línea que sustente dos bipolos.

A fojas 1574, Energía Austral acompañó una minuta de la consultora Ingentra que reafirma su presentación anterior respecto a la línea de transmisión, incorporando comentarios técnicos relativos a las presentaciones de los consultantes. Acompañó también un Informe del Sr. Yvon Hotte referente a sistemas de transmisión, en que describe los estudios realizados respecto a líneas cuadripolares de corriente continua, realizados por Hydro-Quebec en la década de 1970. Además, acompañó un trabajo académico del economista Sr. Pablo Serra, que estudia la jurisprudencia acerca del tratamiento de instalaciones esenciales en los organismos de competencia chilenos.

3.8. Antecedentes aportados por la empresa AES Gener S.A.

A fojas 127, con fecha 23 de junio de 2006, la empresa AES Gener S.A. (Gener) aportó antecedentes a esta consulta.

El mayor reparo que realizó a la consulta se refiere a la falta de antecedentes del proyecto, pues no existirá un proyecto definitivo hasta el 2008. Por lo anterior, sostuvo que es imposible conocer los fundamentos, sentido y alcance de la asociación desde la perspectiva de la libre competencia. Las consultantes, en su concepto, pretenden obtener no sólo la aprobación de las tratativas preliminares, sino que la aprobación definitiva del proyecto, aún cuando éste ni siquiera ha empezado a diseñarse, lo que

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

resulta contrario a derecho. Por esta razón, considera que el Tribunal debería pronunciarse sobre el acuerdo preliminar, y se debería reservar el pronunciamiento definitivo para cuando los interesados sometan el verdadero proyecto a consulta antes de su ejecución, como ha resuelto en otras oportunidades.

Sostuvo que la justificación de la asociación es muy precaria pues Endesa podría desarrollar por sí sola el proyecto, o junto con terceros inversionistas; sin embargo, decidió invitar a su principal competidor en generación.

Respecto a los riesgos asociados a una alianza como la propuesta, indicó que, dadas las características de la demanda de generación eléctrica, cuando un solo agente tiene la posibilidad de ingresar con 2.400 MW (equivalente a 6 años de crecimiento de la demanda) deja de ser rentable el ingreso de nuevas centrales y las demás empresas se inhiben de invertir.

Añadió que Colbún había demostrado ser un fuerte contrapeso a la posición de dominio de Endesa, pero, en su opinión, la alianza consultada cambiará este escenario de libre competencia, ya que Endesa neutralizará a su principal rival por la vía de sumarlo a un plan de expansión conjunta.

En el extremo, sostuvo Gener, HidroAysén podría manejar las decisiones de inversión de los otros generadores del SIC. En efecto, una vez anunciado el proyecto, podría postergar el ingreso de una central al mismo hasta que otros inversionistas puedan desafiarlos. En el intertanto el SIC generaría electricidad a un mayor costo marginal que si efectivamente estuviesen en operación todas las centrales comprendidas en el proyecto consultado, lo que implicaría un mayor precio para los consumidores. Por consiguiente, los ingresos de las consultantes serían mayores a los que corresponderían a un escenario sin retraso de inversiones. Sin embargo, en ese caso los competidores de las consultantes no se beneficiarían de ese mayor precio en la misma magnitud pues deben cubrir los costos variables más altos asociados a sus unidades de generación que utilizan otras tecnologías, como el carbón por ejemplo.

Respecto a los derechos de aguas, esta interviniente señaló que las consultantes son las principales generadoras hidroeléctricas del SIC, y concentran la mayor parte de los derechos de aguas aptos para generación, los que en un gran porcentaje no utilizan. Lo anterior constituye una barrera a la entrada relevante. Por lo tanto, en opinión de Gener, es conveniente que se dispongan medidas de mitigación a esta restricción, creando mecanismos que permitan a terceras empresas utilizar esos derechos de aguas ociosos. De no ser así, sostiene que no serán utilizados sino hasta muchos años más. Considera que si se desconcentran los derechos, la competitividad del sector tiende a aumentar.

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

Gener argumentó que, si bien podrían producirse sinergias y economías de escala en la etapa de construcción de las centrales, ello no ocurre en la operación conjunta. No vislumbra cómo dicha operación conjunta podría implicar un beneficio para la libre competencia en los mercados de generación y comercialización de electricidad. Mantener la alianza después de la construcción de las centrales producirá incentivos para la coordinación de conductas, los que actualmente no tienen al ser fuertes competidores.

Aún desconociendo el proyecto concreto que se somete a consulta, la informante sugirió la adopción de medidas para proteger la competencia en el sector.

Respecto a la línea de transmisión, señaló que dadas las características de la región, resulta razonable concluir que la línea de transmisión no debiera diseñarse sólo para las necesidades del Proyecto Aysén, sino que también para las de otros proyectos de generación en la zona –bajo un esquema de “acceso abierto” –, que de otra forma no serían viables por falta de capacidad, creando una barrera de entrada insuperable por economías de escala y por los mayores costos de trazados alternativos.

En lo que toca al mantenimiento de centrales, Gener sostuvo que, en un escenario de actuación conjunta entre Endesa y Colbún, deberían tomarse medidas para evitar cualquier conducta abusiva por la vía de modificar las fechas de mantenimientos normales, o de sacar a mantenimiento unidades que no lo requieren, para evitar un aumento indebido del costo marginal del sistema.

Dada la concentración de los derechos de aguas, opinó que deberían disponerse mecanismos que permitan a terceros utilizar, con una justa retribución, los derechos de aguas ociosos de las cuencas del sistema para promover la competencia.

A continuación sostuvo que otro aspecto sensible corresponde a los convenios de riego suscritos por las generadoras con terceros que, por regla general, no son públicos, y les permitirían alterar la disponibilidad de agua en sus embalses, informándolos como restricciones al CDEC para efectos de despacho y valorización del agua disponible y, de este modo, influir en el costo marginal del sistema. Resultaría razonable que las consultantes hicieran públicos dichos acuerdos y los entregaran al CDEC

Gener expuso que otro antecedente omitido por las consultantes fue precisar si la distribución de generación, a prorrata de su participación accionaria, se efectuará en forma instantánea o por períodos de tiempo, como por ejemplo un año. Lo anterior es relevante porque el costo marginal varía significativamente dentro del mismo año, y la distribución no instantánea daría margen a posibles compensaciones entre las consultantes fundadas en circunstancias ajenas al proyecto.

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

En definitiva, solicitó que se tenga presente que la operación debería someterse a consulta cuando sus aspectos técnicos, operacionales, económicos y contractuales estén suficientemente definidos, sin perjuicio de las medidas de mitigación que en cualquier caso deberán considerarse.

A fojas 1583, Gener complementó los argumentos planteados, agregando que el riesgo de que las consultantes puedan prácticamente controlar los precios de la energía durante el período de desarrollo del proyecto Aysén mediante atrasos en la puesta en marcha del mismo, es mayor con la alianza que en el caso que Endesa realice sola el proyecto. Lo anterior, por cuanto, de no participar en la alianza, Colbún adoptaría decisiones independientes de inversión, y no tendría incentivos a retrasar la entrada de otras centrales.

Adicionalmente, considera que resulta indispensable que el CDEC cuente con instancias eficaces de fiscalización de la información referente a los embalses asociados a las centrales de la alianza, de modo que pueda planificar la operación óptima de las centrales del SIC, evitando cualquier sesgo en ésta.

Planteó que las supuestas ganancias de eficiencia invocadas por las consultantes – compartir riesgos de un proyecto de US\$4.000 millones, respaldo financiero, vocación hidráulica y liberación de recursos para otros proyectos de generación– son de dudosa efectividad e insuficientes como para compensar sus potenciales efectos anticompetitivos. Además, ninguna de estas razones justifica, en su concepto, que sea Colbún y no un tercero quien se asocie con Endesa.

Respecto a la línea de transmisión, sostuvo que la actual tecnología de transmisión en corriente continua permite que la capacidad de transmisión crezca en forma modular según se requiera. Luego, no existirían razones técnicas que imposibiliten que la línea de transmisión pueda tener capacidad de crecimiento futuro.

La informante formuló comentarios a los informes económicos acompañados por las consultantes.

Finalmente, solicitó que, de aprobarse la operación consultada por Endesa y Colbún, el Tribunal disponga al menos los siguientes resguardos:

- Que se asegure el libre acceso a la línea de transmisión prevista en el proyecto, por ejemplo exigiendo a Endesa que la línea de transmisión tenga un crecimiento modular;
- Que se permita el ingreso de terceros independientes a la propiedad del proyecto Aysén, o bien que Endesa disminuya el tamaño de sus centrales, de modo de aminorar la posible coordinación de planes de obra;

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

- Que los porcentajes de energía que la Alianza venda a sus miembros correspondan a sus porcentajes de participación en forma horaria, y sean valorizadas en forma horaria al costo marginal horario calculado por el CDEC. Alternativamente, se podría usar un precio de transferencia conocido *a priori*, fijado en forma transparente y objetiva;
- Que los mantenimientos de las centrales sean coordinados anualmente con el CDEC; que éstos tengan carácter de definitivos, salvo fuerza mayor, y que se estipule que no puedan salir a mantenimiento más de una unidad a la vez;
- Que se informen los convenios de riego y cualquier otra restricción asociada al uso de los derechos de aguas no consuntivos relacionados al proyecto Aysén; y,
- Que en caso de ser solicitado por cualquier miembro del CDEC, la Dirección de Operaciones pueda comprobar los niveles de embalse y caudales afluentes asociados a las centrales de Aysén.

4. OBSERVACIONES A LOS ARGUMENTOS Y CONCLUSIONES PRESENTADOS EN EL EXPEDIENTE.

4.1. A fojas 901, Endesa formula observaciones a los informes acompañados por la Fiscalía Nacional Económica, la Comisión Nacional de Energía, la Dirección General de Aguas, Ganadera Río Cochrane, Energía Austral y AES Gener, reafirmando las razones esgrimidas en su consulta. Menciona que, de existir barreras a la entrada en este mercado, la alianza consultada no las aumenta. El proyecto no incrementaría tampoco la concentración del mercado. Asimismo, éste es competitivo y abierto a empresas de distinto tamaño. En relación con el argumento de Gener de postergar la entrada en operación de una de las centrales para así afectar el plan de obras debe descartarse, pues además de ser una presunción de mala fe, debe considerarse el costo de la línea de transmisión, que debe pagarse desde su construcción. Además, dado el mecanismo de fijación de los precios de nudo, no existen incentivos para anunciar planes de inversión con fines especulativos o para impedir el ingreso a otras empresas.

Respecto a la coordinación de planes de expansión, Endesa señala que no existen incentivos para ello, dado el crecimiento esperado de la demanda. Tampoco existirían posibilidades de abusar de poder de mercado vía el nivel, composición y ritmo de desarrollo del plan de obras; si las consultantes quisieran coordinarse ya lo habrían hecho. La coordinación de inversiones aumentaría el costo marginal en el sistema, lo que promueve la entrada de nuevos actores. Tampoco sería posible influir en las decisiones del CDEC, ni coordinar el mantenimiento de las centrales, ni manipular la información entregada, producto del monitoreo recíproco existente.

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

En referencia a los derechos de aguas, señala que el informe de la DGA contiene incorrecciones, que existe un importante caudal disponible en la XI^a Región y que es falso que no se puede competir con Endesa dada la cantidad de derechos de aguas que posee, lo que estaría acreditado con la historia reciente de la composición del parque generador del SIC y con la caída de los precios de la energía previo a la dictación del artículo 99 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos.

En cuanto a la comercialización de energía, señala que en el mercado *spot*, se deben descartar conductas colusorias, pues las políticas comerciales y la aversión al riesgo de las consultantes son diferentes entre sí. Las licitaciones de 2006 y febrero de 2007 habrían confirmado la ausencia de acciones colusivas en este mercado, y las futuras licitaciones deberían ser aún más competitivas por la presencia de nuevos actores.

Respecto al segmento de transmisión, señala que la línea de transmisión asociada al proyecto no guarda relación con la materia consultada, y que existen restricciones técnicas a la línea de transmisión que impiden que se amplíe la capacidad; si fuera técnicamente factible, sería de interés de las consultantes construir una línea compartida. Si la capacidad de la línea está limitada, un open season sería impracticable, y pondría en riesgo la viabilidad del proyecto Aysén. Por último, no se ha probado la supuesta imposibilidad de construir una segunda línea de transmisión.

Finalmente, expone sus reparos a las condiciones planteadas por la Fiscalía Nacional Económica.

4.2. A fojas 1139, Colbún analiza las presentaciones de terceros intervinientes, y acompaña el actual Reglamento y Manuales de Procedimiento del CDEC-SIC, además de datos de compras y ventas mensuales de energía para Endesa y Colbún entre los años 1998 y 2005.

4.3. A fojas 1271, Ganadera Río Cochrane Ltda acompaña un documento con observaciones al informe del economista Sr. Ricardo Paredes, elaborado por el Sr. Gómez-Lobo.

4.4. A fojas 1460, Colbún hace presentes las contradicciones entre lo afirmado por AES Gener al aportar antecedentes y opinar respecto del proyecto consultado, y lo planteado por Chilgener ante la Comisión Preventiva Central y Comisión Resolutiva con motivo de la denuncia que dio origen al Dictamen N° 951 de la Comisión Preventiva Central.

4.5. A fojas 1466, Endesa formula observaciones respecto del informe de GTI Ingentra sobre líneas de transmisión, acompañado por Energía Austral a fojas 897, señalando que la alternativa que sugiere el informe debe ser descartada por los

siguientes motivos: i) no existe experiencia internacional de transmisión de electricidad utilizando más de dos polos en una misma estructura; ii) el informe observado no se hace cargo de los riesgos que para la seguridad de la estabilidad del suministro eléctrico representaría instalar sobre una misma estructura más de dos polos, así como inyectar en un mismo punto una proporción tan alta del total de energía del CDEC; y iii) Energía Austral no considera alternativas distintas a la de compartir la línea de transmisión con HidroAysén.

4.6. A fojas 2058, Colbún hace presente que se desistió de la solicitud de derechos de aprovechamiento sobre aguas de los ríos Futaleufú y Azul, que figuran en la información acompañada por la DGA a fojas 2050.

4.7. A fojas 2061, Endesa formula observaciones respecto de lo informado por la DGA a fojas 2050, precisando sus caudales constituidos en la zona.

4.8. A fojas 2079, Endesa formula observaciones al informe de la DGA de fojas 2065, señalando que el caudal correspondiente a HidroAysén es asignado a Endesa en este informe, lo que es incorrecto. Señala también que la DGA ha omitido información de solicitudes de derechos por parte de la empresa Surelec, lo que distorsiona la información entregada.

Señala Endesa que las recomendaciones de enajenación de derechos planteadas por la DGA no tienen relación con sus justificaciones. Lo anterior, puesto que de acuerdo a Endesa no sería necesario formar una masa crítica de generación en la zona para justificar la construcción de una segunda línea de transmisión en corriente continua. Existirían otras alternativas para inyectar cantidades menores de energía al SIC.

Por otro lado, respecto a la recomendación de enajenación de derechos de agua por parte de Endesa, señala que la DGA no considera que Endesa ya se deshizo de importantes derechos de agua en el marco de la modificación del Código de Aguas. Por último, señala que la recomendación de modificación legal contradice la opinión de la propia DGA ante este Tribunal, en la causa que dio origen a la Resolución N°18.

4.9. A fojas 2091, Colbún señala que la recomendación de la DGA de sus oficios 697 y 999 (fojas 2017 y 2065), referente a la renuncia de Endesa de derechos de agua y solicitudes en trámite en la zona, corresponde a una medida que escapa de la consulta sometida a este Tribunal, pues dicha consulta se limita a un acuerdo de cooperación y no corresponde a un proceso de fusión.

Señala Colbún que las recomendaciones de la DGA de establecer un gravamen a los derechos y solicitudes en trámite que Endesa detenta en las regiones referidas, y de limitar su derecho a adquirir nuevos derechos en el futuro, no son compartidas por ella, pues por un lado vulneran garantías constitucionales, y por otro lado se trata de una

materia resuelta en la Resolución N° 18 de este Tribunal. En dicha Resolución, se estableció que la DGA debe informar a la FNE sobre cualquier solicitud de derechos de aprovechamiento de aguas no consuntivos aptos para la generación hidroeléctrica. De acuerdo a Colbún, dicha medida resguarda adecuadamente la libre competencia en el mercado de insumos de la energía hidroeléctrica.

Colbún insiste en que no se puede coartar la posibilidad de que el Proyecto HidroAysén acceda a nuevos derechos en las cuencas de los ríos Baker y Pascua, en cuanto ellos sean necesarios para mejorar la eficiencia de los recursos.

En último lugar, Colbún señala que la modificación al Código de Aguas sugerida por la DGA es innecesaria, y gravaría innecesariamente la evaluación de proyectos hidroeléctricos distintos a HidroAysén.

II) PARTE CONSIDERATIVA.

5. CUESTIÓN PREVIA.

El proyecto consultado se materializará por medio de una empresa en participación, o *Joint Venture* según su denominación anglosajona, esto es, por medio de una empresa que estará sujeta al control conjunto de matrices que son económicamente independientes.

Por su parte, si bien es cierto que la operación consultada no se corresponde exactamente con lo que en doctrina se reconoce como una operación de concentración entre empresas de carácter horizontal –pues las dos empresas que inician el emprendimiento común permanecerían competitivamente independientes en sus demás actividades, sin salir del mercado en el que se desenvuelven-, ésta afecta la estructura del mercado de la generación eléctrica y tiene el potencial de reducir la intensidad de la competencia en el mismo.

Habida cuenta de lo anterior, resulta relevante para el derecho de la competencia que Endesa y Colbún vayan a ejercer conjuntamente el control sobre HidroAysén, esto es, que lleguen a ejercitar, *de iure* o *de facto*, una influencia determinante en sus actividades, su política comercial y, por ende, en las decisiones fundamentales que determinarán su estrategia empresarial y su comportamiento competitivo precisamente en el mismo mercado en el que las matrices son competidoras.

Por ello, es posible esperar, tal como se analizará más adelante, que exista un riesgo de coordinación entre las matrices (Endesa y Colbún), teniendo en especial consideración que HidroAysén no constituirá un operador independiente en el mercado de la generación, pues sólo proporcionará energía y potencia a las consultantes, sin tener acceso directo al mercado de la comercialización y que, además, es una empresa con vocación de permanencia ilimitada en el tiempo.

Por lo anterior, este Tribunal no tratará la operación consultada como una concentración horizontal propiamente tal -a pesar de que tendrá presente algunos elementos de análisis propios de estas operaciones-, sino que pondrá acento en su análisis en los riesgos de coordinación anticompetitiva que pudiere originar el Proyecto y en la minimización de tales riesgos.

6. ASPECTOS GENERALES DEL MERCADO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA Y SU REGULACIÓN.

El mercado eléctrico se divide en tres etapas: generación de energía eléctrica y potencia, transmisión, y distribución y venta de energía y potencia a usuarios finales. La normativa aplicable a este sector está contenida principalmente en la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 1 de Minería, de 19 82, cuyo texto refundido fue fijado por el DFL N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 12 de mayo de 2006, en adelante DFL N° 4 o LGSE, indistintamente), así como en las normas reglamentarias relacionadas.

En Chile existen cuatro sistemas eléctricos independientes entre sí: (i) el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que cubre el territorio entre Arica y Antofagasta; (ii) el Sistema Interconectado Central (SIC), que cubre el territorio ubicado entre Taltal y Chiloé; (iii) el Sistema de Aysén, que provee a la XIª región; y (iv) el Sistema de Magallanes, que provee de electricidad a la XIIª región.

Antes de analizar las participaciones de mercado en que operan las consultantes, es importante describir brevemente cómo opera el mismo, dadas sus particularidades con respecto a otros mercados.

En el mercado de la generación eléctrica con tarificación a costo marginal y despacho centralizado según orden de mérito, una vez hecha la inversión, esto es, escogidos el tamaño de la central y la tecnología a utilizar, son pocas las decisiones que puede tomar el productor. En efecto, la legislación chilena ordena que un ente centralizado (Centro de Despacho Económico de Carga) tome la decisión de cuánto debe producir cada planta generadora en cada momento en el tiempo. De esta forma, la demanda en

cada momento del tiempo es satisfecha por las plantas de menor costo marginal; luego, las centrales menos eficientes operarán sólo en períodos de alta demanda. Si bien la ley no elimina los incentivos de cada generador para declarar costos mayores a los reales o limitar la oferta simulando fallas en sus plantas, el sistema ha operado satisfactoriamente gracias a los contrapesos y divergencia de intereses de los distintos generadores representados en el CDEC, lo que incentiva un permanente control mutuo entre éstos.

Así, el peligro tradicional que se enfrenta en un mercado oligopólico, en el sentido de restringir la cantidad ofrecida –dada una cierta capacidad de producción- con el objeto de subir los precios, ha quedado, en la práctica, mitigado en el caso de la generación eléctrica, al existir contraposición de intereses entre los integrantes del CDEC.

A pesar de lo anterior, y considerando la concentración en este mercado, las indivisibilidades en la inversión en generación y las eventuales barreras a la entrada en las tecnologías de menor costo variable -llamadas de base porque están en operación la mayor parte del tiempo-, persisten eventuales riesgos de sub-inversión o bien de retraso de inversión en estas tecnologías, con efectos similares a una restricción de la oferta. En efecto, cada vez que un generador con inversiones importantes en el sistema evalúe la construcción de una nueva planta, considerará, además de la rentabilidad de ésta por sí sola, la reducción en el precio de generación que conlleve tal inversión y, por tanto, la consiguiente disminución en utilidades de sus instalaciones ya existentes. En palabras simples: mientras mayor sea el porcentaje de capacidad instalada que tiene el productor en cuestión, mayores podrían ser esas pérdidas y será menos probable, en consecuencia, que decida hacer la inversión. Esta estrategia no será factible en la medida que las barreras a la entrada a la tecnología de base sean bajas y que, en consecuencia, la amenaza de que un competidor haga el proyecto lo enfrente a la posibilidad de asumir esas pérdidas sin obtener las utilidades del nuevo proyecto.

Por lo tanto, es relevante analizar las barreras a la entrada especialmente en el segmento de generación constituido por aquellas tecnologías que operan en la base del sistema, puesto que el mayor riesgo anticompetitivo del mercado de generación eléctrica es que se posterguen inversiones en las tecnologías de base. Para ilustrar este punto, se puede pensar en una situación en que existen dos tecnologías: una de altos costos variables y sin restricciones a la entrada, y otra de bajos costos variables con barreras a la entrada. En este escenario, cuando un generador con altas inversiones en el mercado desea evaluar si invertir o no en una central generadora de base, deberá comparar (a) las ganancias adicionales que obtendrá de esta nueva inversión con (b) las menores utilidades que podría obtener en el resto de sus plantas generadoras. En el caso en que sólo éste productor tenga acceso a la tecnología de

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

bajo costo variable, decidirá construir su nueva planta sólo si la comparación señalada arroja utilidades; en caso contrario, postergará la inversión.

Si, por el contrario, la tecnología de bajo costo variable está disponible para todos, la comparación descrita no tendrá sentido, ya que un entrante al mercado evaluará la nueva inversión en su propio mérito. En este escenario, en que no hay barreras a la entrada, al generador ya instalado no le convendrá postergar la inversión, puesto que, si lo hace, sabe que ésta será ejecutada por un nuevo inversionista, con la probable reducción del precio de generación y, por tanto, afectará la rentabilidad de sus inversiones pasadas sin percibir los beneficios de la nueva inversión. Es decir, en ausencia de barreras a la entrada, no existe riesgo anticompetitivo en la forma de menor inversión en tecnología de base.

De lo anterior es posible deducir que basta con que existan barreras a la entrada en las tecnologías de menor costo de operación para que existan riesgos anticompetitivos sobre los precios de largo plazo y la eficiencia de las inversiones en mercados concentrados, aún cuando no existan barreras a la entrada en otras tecnologías con mayor costo de operación.

El análisis de los incentivos para ejercer poder de mercado debe considerar, asimismo, que los generadores no venden toda su producción en el mercado *spot* sino que también lo hacen a través del mercado de contratos, ya sea con clientes libres o con clientes regulados. La posición que un determinado generador presente en el mercado de contratos condiciona la estrategia que ese generador utilizará para aumentar sus utilidades. Así, por ejemplo, en un caso extremo, si la cantidad de oferta comprometida en los contratos es mayor que la capacidad de generación propia, a ese generador en particular le resultará conveniente que baje el precio *spot* al cual se transa la energía en el sistema. En consecuencia, mientras más contratado esté un generador, menor tenderá a ser su incentivo para presionar al alza los precios *spot* y, con ello, menor el incentivo a retrasar inversiones en tecnología de base.

Por otra parte, el hecho que los generadores participen simultáneamente en el mercado *spot* y en el mercado de contratos implica que el análisis de autos debe abarcar no sólo los efectos que provocaría la operación conjunta del Proyecto Aysén sobre las inversiones de las consultantes (que son las dos principales empresas generadoras del país), sino que también debe considerar que estas empresas, que competirían en las licitaciones de suministro eléctrico, podrían enfrentar incentivos para dejar de hacerlo o para competir con menor intensidad. Si bien las empresas han planteado que la alianza consultada sólo comprende la construcción de la infraestructura y la generación de energía, en tanto que la comercialización de la energía y potencia que resulte del proyecto se seguiría realizando en forma

independiente por una y otra empresa, se deberá analizar si concurren las circunstancias suficientes para que tal separación e independencia sea efectiva.

7. MERCADO RELEVANTE.

Este Tribunal, en mérito de los antecedentes aportados al proceso, estima que el mercado relevante para el análisis de la operación consultada corresponde al de *la energía eléctrica y potencia generada y transada en el Sistema Interconectado Central*, por las consideraciones que a continuación se exponen.

7.1. Mercado relevante de producto.

Los productos transados por empresas generadoras de electricidad consisten, en términos generales, en energía y potencia. Dado que estos productos son homogéneos, la tecnología utilizada en las distintas centrales que los producen es irrelevante desde el punto de vista de la demanda.

Sin perjuicio de lo anterior, y considerando el lado de la oferta, al analizar las barreras de entrada al mercado de generación, será necesario distinguir entre las distintas tecnologías de producción disponibles, dado que existe una diversidad importante de costos entre éstas y, por ello, los incentivos a ejercer poder de mercado, por ejemplo estableciendo dificultades para el desarrollo de alguna de dichas tecnologías, pueden tener efectos relevantes sobre los precios y la eficiencia asignativa en este mercado.

7.2. Mercado geográfico relevante.

A juicio de este Tribunal, el mercado geográfico relevante corresponde al sistema eléctrico en el cual se inyectará la energía y potencia producidas por el proyecto consultado; esto es, el Sistema Interconectado Central. Lo anterior, por cuanto es en este sistema donde se venderá la energía y potencia producidas. Así, la capacidad de generación de HidroAysén pasará a competir con la del resto de las centrales conectadas al SIC, según sean despachadas por el CDEC.

Dado que el proyecto consultado no contempla una posible conexión al sistema eléctrico de Aysén, sino que una conexión directa al SIC, ese sistema local no puede considerarse parte del mercado relevante, por lo que este Tribunal lo excluirá del mercado geográfico afectado por la operación consultada.

7.3. Participación de las consultantes en el SIC

Endesa y Colbún son, respectivamente, la primera y segunda compañía generadora de electricidad en el SIC. Entre ambas, concentran el 74% de la capacidad instalada en el sistema, como se muestra en los siguientes Cuadros.

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

Cuadro 1

Capacidad instalada en el SIC a diciembre de 2006 (MW)

	Hidro Pasada (1)	Hidro Embalse (2)	Total Hidro (1)+(2)=(3)	Térmica (4)	Total (5)
Endesa	429	2.758	3.188	839	4.027
Colbún	344	635	979	1.224	2.203
Gener	245	-	245	1.237	1.482
Otros	277	-	277	401	677
Total	1.295	3.393	4.688	3.700	8.388

Fuente: Anuario CDEC – SIC 1997 – 2006 (incluye central Campanario).

Cuadro 2

Porcentaje de capacidad instalada en el SIC, a diciembre de 2006 (MW)

	Hidro Pasada (1)	Hidro Embalse (2)	Total Hidro (1)+(2)=(3)	Térmica (4)	Total (3)+(4)=(5)
Endesa	33%	81%	68%	23%	48%
Colbún	27%	19%	21%	33%	26%
Gener	19%	0%	5%	33%	18%
Otros	21%	0%	6%	11%	8%
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Anuario CDEC – SIC 1997 – 2006 (incluye central Campanario).

Como se aprecia en el Cuadro 2, anterior, el peso relativo en las distintas tecnologías de generación es distinto para Endesa y Colbún. Si bien ambas concentran el 89% de la capacidad hidráulica del SIC, esta es la tecnología primordial para Endesa, pues casi el 80% de su capacidad de generación es de tipo hidráulico, mientras que Colbún, en cambio, presenta una estructura más equilibrada entre los distintos tipos de tecnologías de generación (pues, según el Cuadro 3, sólo el 44% es hidráulica). Por otra parte, Endesa posee un mayor porcentaje de su capacidad de generación hidroeléctrica asociada a embalses (87% para Endesa, 65% en el caso de Colbún).

**REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

Cuadro 3

Composición parque generador por empresa, a diciembre de 2006 (MW)

	Hidro Pasada	Hidro Embalse	Total Hidro	Térmica	Total
Endesa	11%	69%	79%	21%	100%
Colbún	16%	29%	44%	56%	100%
Gener	17%	0%	17%	83%	100%
Otros	41%	0%	41%	59%	100%
Total	15%	40%	56%	44%	100%

Fuente: Anuario CDEC – SIC 1997 – 2006. Incluye central Campanario.

Cuadro 4

**Participación (%) de la capacidad térmica en el parque generador de cada empresa
(A diciembre de cada año)**

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Endesa	26%	24%	24%	25%	21%	21%	21%
Colbún	31%	31%	36%	43%	47%	56%	56%
Gener	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%
Total	39%	39%	40%	42%	40%	43%	44%

Fuente: Anuarios CDEC – SIC.

El Cuadro 4 muestra que Endesa ha sido tradicionalmente una empresa muy orientada a la producción de electricidad con fuentes hidráulicas. En cambio, el perfil de Colbún ha ido alejándose cada vez más del de Endesa, siendo en la actualidad una empresa de generación con predominio de plantas térmicas.

La diferente composición de fuentes de generación entre una y otra de las empresas consultantes es relevante. En relación con el mercado de contratos, es esperable que las empresas con una mayor proporción de capacidad de generación térmica presenten un mayor porcentaje de su capacidad contratada, puesto que la generación de estas empresas no está sujeta a los riesgos hidrológicos. En cambio, las empresas cuya generación está sujeta a variabilidad hidrológica tenderán a evitar comprometer en el mercado de contratos un alto porcentaje de energía con respecto a su capacidad instalada, para no quedar expuestas al riesgo de tener que comprar energía de alto costo, a otros generadores, en los años secos.

Respecto a la posición relativa de las generadoras que participan en el SIC en el mercado de contratos, al carecer de información sobre éstos, este Tribunal ha estimado la energía contratada promedio para el período 2000-2006, como la diferencia entre la generación de cada empresa y sus ventas al sistema o, en otras palabras, a otros generadores. (Contratos = Generación – Ventas *spot*), calculándose

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

los porcentajes del Cuadro 5 sobre la potencia instalada nominal de las empresas. Endesa es la empresa que tiene una menor proporción de su capacidad contratada (en promedio para el período, un 44%), lo que es consistente con lo señalado precedentemente. Colbún, por su parte, tiene un 62% de su capacidad contratada en promedio en este mismo período. Así se muestra en el siguiente Cuadro:

Cuadro 5
Porcentaje Capacidad Instalada Contratada (Estimación)

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Promedio 2000-2006
Endesa	44%	44%	45%	48%	44%	40%	41%	44%
Colbún	54%	56%	64%	61%	64%	66%	67%	62%
Gener	61%	70%	65%	64%	70%	72%	73%	68%
Otros	58%	61%	62%	70%	71%	60%	64%	64%

Fuente: Elaboración propia, a partir de información del CDEC-SIC.

Esta diferencia entre la posición comercial relativa de las generadoras también se ve consecuentemente reflejada en la posición compradora o vendedora neta resultante en el mercado *spot*, como se observa en el Cuadro siguiente:

Cuadro 6
Capacidad contratada estimada (como % de la generación efectiva)

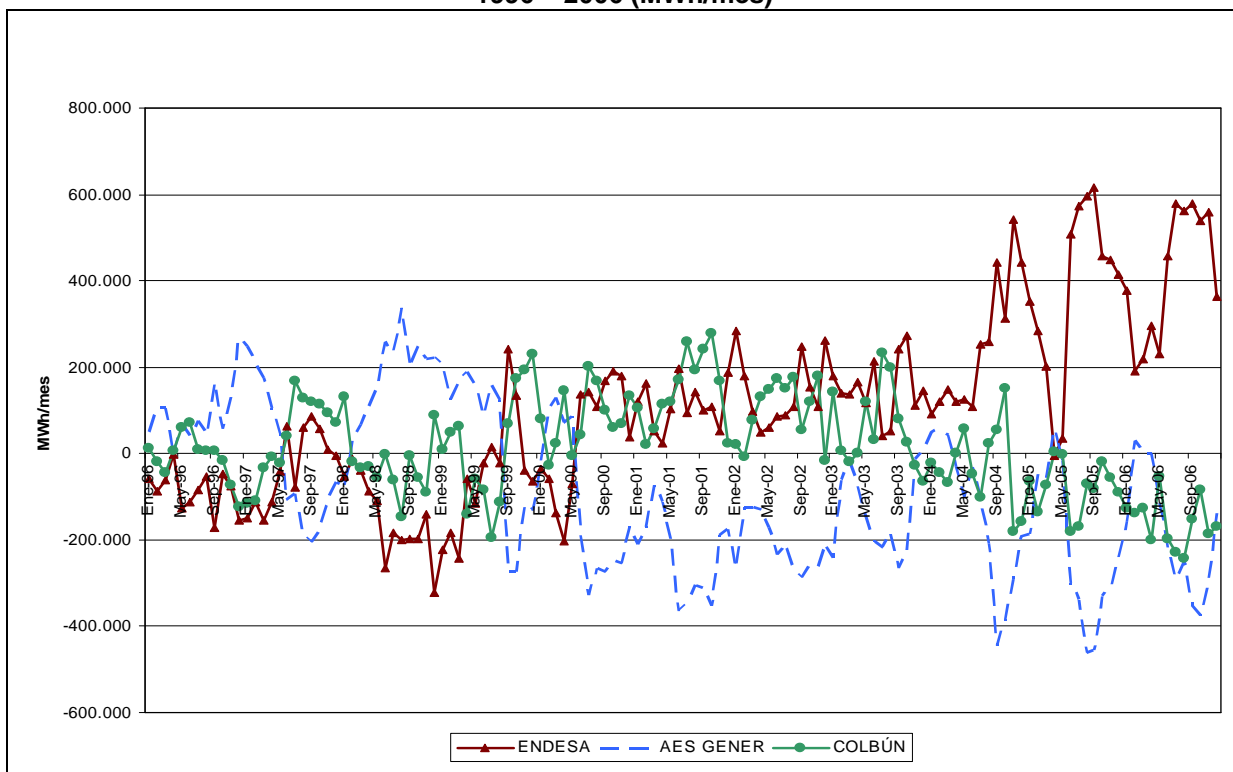
Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Prom. 2000-2006
Endesa	98%	91%	89%	91%	83%	77%	75%	86%
Colbún	86%	77%	85%	93%	105%	110%	118%	96%
Gener	134%	153%	147%	128%	133%	154%	137%	141%
Otros	105%	115%	120%	147%	146%	141%	136%	130%

Fuente: Anuarios CDEC-SIC

El que Colbún presente una mayor proporción de su capacidad contratada es consistente con el hecho que una mayor proporción de su parque generador sea térmico. Las tendencias en el tiempo para ambas empresas, en términos de capacidad contratada en este mercado, también han sido opuestas, lo que es consistente con la evolución de sus respectivos parques generadores. Endesa –empresa eminentemente hidroeléctrica- ha disminuido su participación en el mercado de contratos mientras que Colbún -crecientemente térmica- la ha aumentado y, en los últimos años, ha sido compradora neta en el SIC.

De mantenerse las diferencias actuales en el nivel de contratación de Colbún y Endesa, se esperaría que a esta última le sea más rentable que a Colbún un aumento del precio *spot*. Lo anterior se confirma al observar las posiciones relativas de estas empresas en el mercado *spot*: como se constata en el siguiente Gráfico, Colbún ha sido un comprador neto en el CDEC casi todos los meses desde fines de 2003, mientras que Endesa ha sido un vendedor neto en dicho período.

Gráfico 1
 Transacciones en el CDEC (Ventas – Compras)
 1996 – 2006 (MWh/mes)



Fuente: Información acompañada por CDEC – SIC a fojas 1984.

7.4. Proyección de la participación de las consultantes en el SIC

La Comisión Nacional de Energía proyecta importantes aumentos en la demanda de energía en el SIC en los próximos años. De acuerdo al informe de precios de nudo de la CNE de abril de 2007 (acompañado a fojas 1.995), se espera que la demanda total en el SIC al año 2018 alcance cerca de 82.000 GWh, cerca del doble de la energía demandada en 2006 (se proyecta una tasa de crecimiento anual de la demanda del orden del 6,5%).

Por otro lado, de acuerdo a lo informado por la FNE a fojas 239 y por Endesa a fojas 901, se proyecta que tanto la participación de Endesa como la de Colbún en el SIC disminuyan, aún considerando sus participaciones en el Proyecto HidroAysén. De acuerdo a dichas proyecciones, en 2020 Colbún tendría un 22% de la capacidad instalada en el SIC, mientras que Endesa tendría un 34%. De acuerdo a información del Plan de Obras de la CNE, publicado en el informe de precios de nudo de abril de 2007, acompañado a fojas 1.995, en el período 2007 – 2017, la CNE estima necesario que la capacidad del SIC aumente en 6.352 MW. A la fecha del informe citado, se encontraban en construcción centrales con capacidad para generar 1.112 MW.

En particular, para el período 2013 – 2017, la CNE recomienda un aumento de 2.265 MW en capacidad de generación. Si el proyecto Aysén se realiza dentro de los plazos propuestos en la presente consulta, este proyecto inyectaría un 64% del aumento en la generación necesaria para el período.

**REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

De acuerdo a estas proyecciones, e incluyendo el proyecto Aysén, las empresas consultantes podrían disminuir su participación en el SIC en los próximos 13 años (no obstante, la FNE ha señalado, a fojas 239, que la participación de Endesa y Colbún no variaría con este proyecto, debido a la evolución esperada del resto del parque generador). De acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 272 del Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, el programa de obras de la CNE se confecciona sobre la base de información acompañada por las empresas a la CNE. El que una central en particular forme parte del programa de obras de la CNE, sin embargo, no obliga a la empresa a construir dicha central en un plazo definido, por lo que el programa no es necesariamente un buen predictor de inversiones futuras.

8. ENTRADA A LA INDUSTRIA.

8.1. Condiciones de ingreso.

De acuerdo al Plan de Obras de la CNE de abril de 2007, las siguientes serían las centrales en construcción a esa fecha en el SIC:

Cuadro 7

Obras en Construcción SIC

Fecha de entrada		Obras en Construcción de Generación	Potencia
Mes	Año		
Octubre	2007	Ciclo Combinado GNL San Isidro II (Ope. Ciclo Abierto Diesel)	240 MW
Abril	2007	Central Hidroeléctrica Quilleco	70 MW
Junio	2007	Central Hidroeléctrica Chiburgo	19.4 MW
Septiembre	2007	Central Eolica Canela	18.15 MW
Agosto	2007	Central Hidroeléctrica Hornitos	55 MW
Octubre	2007	Central Hidroeléctrica Palmucho	32 MW
Marzo	2008	Cierre Ciclo Combinado GNL San Isidro II (Ope. Diesel capacidad final)	358 MW
Abril	2008	Central Hidroeléctrica Ojos de Agua	9 MW
Octubre	2008	Central Hidroeléctrica La Higuera	155 MW
Marzo	2009	Cierre Ciclo Combinado GNL San Isidro II (Ope. GNL capacidad final)	358 MW
Abril	2009	Ciclo Combinado GNL San Isidro II Fuego Adicional (cap. final)	377 MW
Octubre	2009	Central Carbón Guacolda III	135 MW
Enero	2010	Central Carbón Nueva Ventanas	242 MW

Fuente: información acompañada por CNE a fojas 1995.

Esta información debe complementarse con los datos sobre nuevas centrales acompañados a la presente consulta, y que se detallan a continuación:

A fojas 106, Energía Austral Ltda. declaró poseer derechos de agua por 442 m³/s, que se usarían para construir tres centrales en la zona de Aysén, con una potencia total a instalar de 1.014 MW. El proyecto consistiría de centrales en los ríos Cuervo, Blanco y Cóndor, con fechas de entrada estimadas para los años 2012 y 2013.

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

Al respecto, Energía Austral señaló a fojas 106 que se encuentra desarrollando los estudios necesarios para la concreción de estos proyectos, y que en una primera etapa se contempla construir la central Río Cuervo. En efecto, el 2 de enero de 2007, la empresa presentó el Estudio de Impacto Ambiental de la central de Río Cuervo. Este estudio fue rechazado por la Comisión Regional del Medio Ambiente (Corema) de Aysén el 17 de abril de 2007, pues carecía de información relevante para efectos de calificar medioambientalmente el proyecto. De cualquier forma, de concretarse la construcción de estas centrales, éstas también inyectarían su producción en el SIC.

Por su parte, Colbún (a fs. 971) informa que posee en la actualidad tres centrales hidroeléctricas en construcción, las que aportarían un total de 145 MW al sistema (Quilleco en la VIII región, Chiburgo en la VII región, y Hornitos en la V región), y que comenzarían a operar dentro de 2007. A la fecha, ya está en operación la central Quilleco, que aporta 70 MW al SIC. A su vez, Colbún construiría una central a carbón de 350 MW que entraría en operación el 2010, y nuevas centrales hidráulicas por 500 MW, que entrarían en operación entre 2011 y 2013.

Endesa –a fojas 901- informó que se encuentran actualmente en construcción la central hidroeléctrica Palmucho (32 MW), la ampliación de la central San Isidro (377 MW), el parque eólico Canela (9,9 MW) y la minicentral Ojos de Agua (9 MW). Además, se encuentran en etapa de estudio las centrales Bocamina II (térmica a carbón, 350 MW), y las hidroeléctricas Neltume (403 MW), Choshuenco (134 MW), Los Cóndores (100 MW), y Portón y Steffen (685 MW). Por otro lado, a fojas 1.969 y 1.987, Endesa informó respecto de los siguientes proyectos hidroeléctricos en carpeta asociados a derechos de agua de su propiedad, por un total de 1.780 MW: Piruquina (6 MW), Puelo (320 MW), Los Coigües (402 MW), La Cuesta (872 MW), Espolón (77 MW), y Río Ibáñez (103 MW).

Además, en la misma presentación, dicha empresa señaló que Gener ha anunciado la presentación del estudio de impacto ambiental de un proyecto de generación conjunto con Aguas Andinas, para la construcción de centrales en el Río Maipú, con capacidad de generación de aproximadamente 530 MW.

Según señala Endesa a fojas 901, la empresa australiana Pacific Hydro ha iniciado la construcción de las centrales hidroeléctricas La Higuera (de 155 MW, que entraría en operación el año 2008) y La Confluencia (de 145 MW, que entraría en operación el año 2010). Además, ha anunciado un plan para la construcción de 5 centrales en Alto Cachapoal (de 650 MW).

Como se desprende de esta información, el mercado de generación eléctrica en el SIC está abierto a la entrada de empresas con diversas tecnologías de producción.

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

Desde el punto de vista de la demanda, por otra parte, resulta relevante señalar que el año 2005 se promulgó la Ley N° 20.018, que modificó la LGSE con el objeto de introducir competencia, aumentar el interés por la provisión de electricidad a este segmento de la demanda, e incentivar la entrada de nuevos operadores al mercado de generación eléctrica. Dicha modificación legal estableció que las empresas distribuidoras de electricidad deben licitar el suministro eléctrico necesario para abastecer a sus clientes regulados, de manera que se garantice la obligación de contar con suministro permanente, en los términos establecidos en los artículos 132 y siguientes de la LGSE. De acuerdo con lo dispuesto en las normas citadas, las licitaciones deben ser públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes, y realizadas con la antelación que deberá determinar un reglamento (a esta fecha, por aplicación de lo dispuesto en el artículo 2º transitorio de la Ley N° 20.018, este plazo ha sido determinado por las Res. Ex. N° 704/2005 y N° 398/2006 de la CNE).

El suministro puede ser licitado por un máximo de 15 años, y las bases de las licitaciones deben ser elaboradas por las empresas concesionarias y aprobadas por la CNE.

A la fecha, según consta en el informe económico acompañado a fojas 871, el escrito de fojas 1139, y en la información acompañada por la FNE a fojas 1995, se ha realizado un proceso consistente en cinco licitaciones de suministro. En este primer proceso, doce empresas distintas compraron las bases de licitación, pero sólo se recibieron ofertas de los grupos Endesa, Colbún y Gener. Lo anterior pudo ser consecuencia del breve plazo establecido entre la publicación de las bases de licitación y la fecha para la recepción de ofertas –aproximadamente siete meses-, además del escaso tiempo considerado entre la adjudicación de las licitaciones y la fecha de inicio de entrega de electricidad (en el mejor de los casos, 38 meses). Al respecto, este Tribunal concuerda con lo afirmado por la CNE a fojas 312, quien estima que los plazos fijados en el proceso descrito fueron insuficientes para que nuevos actores evalúen la factibilidad de participar en las licitaciones e instalar nueva capacidad de generación.

En las licitaciones mencionadas, se asignó un total de 12.014 GWh/año, con un precio medio de 52,88 US\$/MWh. Del total de energía licitada, un 53% fue adjudicado a Endesa, el 18% a Colbún, y el 29% restante a AES Gener. El precio medio conseguido resultó ser menor al precio de la energía a la fecha (54 US\$/MWh), contrariamente a lo esperado originalmente por las autoridades, considerando la escasez de oferentes producida por los plazos de las licitaciones. Por lo anterior, y a la luz de las ofertas económicas presentadas por las empresas participantes de las licitaciones, este Tribunal considera que se han desarrollado en un ambiente de competencia entre

éstas, lo que podría verse incrementado en futuros procesos si se consideraran plazos suficientes para que nuevos competidores evalúen ingresar al mercado de generación.

8.2. Barreras a la entrada en la industria

De acuerdo con la información contenida en autos, se han mencionado como barreras a la entrada en el mercado relevante: (a) el acceso a fuentes de generación de base, específicamente derechos de aguas, (b) el tiempo de instalación de las centrales, que pueden tardar al menos 36 meses en su construcción, (c) inversiones hundidas y (d) costos de salida por contratos de suministro de largo plazo. Para el segmento de generación hidráulica, se mencionan como barreras a la entrada específicas el acceso a derechos de agua con potencial hidroeléctrico económicamente atractivo, y el acceso a transmisión (particularmente en el caso de la generación en la XIª Región).

Este Tribunal, dada la información aportada al proceso, estima que en el SIC no se presentan barreras de entrada relevantes en el segmento de generación considerado como un todo, pues existen diversas tecnologías de generación disponibles, distintas de la hidráulica, respecto de las cuales existiría libertad de acceso.

Por otra parte, la restricción a la entrada generada por la incertidumbre propia de las inversiones hundidas se redujo considerablemente con la puesta en práctica de las licitaciones a largo plazo por parte de las distribuidoras, a partir de las modificaciones introducidas por la Ley N° 20.018 del año 2005, que permiten a las empresas licitantes reducir significativamente el riesgo de recuperación de dichas inversiones.

El crecimiento esperado de la demanda por potencia y energía en el SIC, por sí solo, otorga incentivos a la entrada de nuevas centrales. La remuneración de la capacidad instalada –potencia firme- apunta en la misma dirección.

Por último, la entrada de nuevas centrales en el corto y mediano plazo, observada en el SIC y a la que ya se ha hecho referencia, constituye un indicio de la ausencia de barreras significativas a la entrada relevantes para la generación eléctrica.

Sin embargo, para el análisis de la operación consultada, es preciso señalar que, aún cuando no existan barreras de entrada relevantes para la generación eléctrica en general, sí existen limitaciones para que nuevos actores instalen centrales que operen en la base del sistema, las que se analizan a continuación. De lo anterior es posible concluir por parte de este Tribunal que existen oportunidades para que los actuales oferentes ejerzan poder de mercado por la vía de postergar inversiones en centrales de base, y así influir en los precios de la energía en el sistema.

8.2.1 Derechos de agua:

Por definición, las centrales que operan en la base corresponden a aquellas que cuentan con menores costos operacionales y con un alto factor de planta, como es el caso de las centrales hidroeléctricas en zonas con hidrología constante.

El “factor de planta” de una central es un índice de la utilización de su capacidad en el tiempo, y corresponde al cociente entre la energía efectivamente generada por la central en un período de tiempo (generalmente un año) y la energía que hubiera generado si funcionara a plena carga todo el tiempo. A mejores condiciones hidrológicas que enfrente una central, mayor será su factor de planta. En el caso de las centrales térmicas, dicho factor está relacionado a los periodos de mantención y a la disponibilidad de combustibles.

Por consiguiente, al analizar los efectos de las barreras a la entrada en cada segmento de generación, es aconsejable distinguir sub-segmentos, incluso dentro del segmento de la generación hidroeléctrica. En efecto, dependiendo de la hidrología del lugar en que se encuentre la planta de generación, ésta tendrá abastecimiento de agua con mayor o menor seguridad. El costo marginal de generación de una central situada en un lugar sin riesgo de sequía es menor al de una planta hidroeléctrica situada en un lugar de hidrología menos confiable. Esto es así porque en el costo marginal se incluye el costo alternativo que se presenta ante la posibilidad de almacenar agua para tiempos más secos. Así, el efecto en reducción de precios en el SIC, de instalar una central con suministro estable de agua, será mayor que el de instalar una central de igual tamaño, pero sujeta a gran variabilidad hidrológica.

Por lo anterior, es relevante analizar la factibilidad de que terceros puedan entrar al mercado con proyectos de generación hidroeléctrica que operen en la base del sistema; lo que, a su vez, lleva a considerar el acceso a derechos de agua, en particular en la zona sur del país, en donde el riesgo hidrológico es menor.

Según la información que los impulsores del Proyecto HidroAysén han hecho pública, tanto la variabilidad estacional como la interanual en los ríos que comprende el proyecto es significativamente menor que la de las represas existentes en el SIC. Se calcula que, con el Proyecto Aysén, la variación estacional en el SIC bajaría de 23% a 9%, y la interanual de 21% a 12%. (fuente: http://www.endesa.cl/endesa_chile/ayesen/ProyectoAysen.pdf). Similar conclusión se obtiene al analizar los factores de planta de las centrales hidroeléctricas ubicadas en las diversas regiones del país, según se puede apreciar en el Cuadro 8, siguiente:

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

Cuadro 8

Región	Tipo	Factor de Planta Centrales Hidro por Región - Promedio						Ponderado (por Capacidad de Generación)	Centrales Hidroeléctricas
		Año							
		2001	2002	2003	2004	2005	2006	Prom. 2001 - 2006	
IV	Pasada	47%	66%	67%	33%	44%	47%	51%	Los Molles
	Embalse	-	-	-	-	-	-	-	
V	Pasada	69%	73%	75%	64%	73%	79%	72%	Aconcagua, Los Quilos, Chacabuco
	Embalse	-	-	-	-	-	-	-	
RM	Pasada	71%	72%	65%	65%	69%	77%	70%	Alfalfal, Maitenes, Quelitehues, Volcán, Florida
	Embalse	-	-	-	-	-	-	-	
VI	Pasada	81%	84%	76%	74%	82%	84%	80%	Sauzal, Sauzalito
	Embalse	41%	49%	31%	26%	44%	45%	39%	Rapel
VII	Pasada	84%	81%	87%	78%	84%	84%	83%	San Ignacio, Isla, Curilingue, Loma Alta
	Embalse	81%	75%	66%	57%	76%	87%	74%	Colbún-Machicura, Cipreses, Pehuenche
VIII	Pasada	43%	57%	52%	50%	48%	52%	50%	Rucú, Abanico, Mampil, Peuchén
	Embalse	39%	49%	57%	49%	53%	58%	51%	Ralco, Antuco, El Toro, Pangue
X	Pasada	62%	68%	68%	66%	67%	73%	67%	Pilmaiquén, Pullinque, Capullo
	Embalse	78%	80%	85%	86%	71%	89%	82%	Canutillar
SIC	Pasada	63%	69%	67%	63%	66%	70%	66%	
	Embalse	58%	61%	59%	51%	60%	68%	60%	

Fuente: Elaboración propia, en base a información acompañada por CDEC-SIC a fojas 1984 y anuarios CDEC-SIC.

Los números del Cuadro anterior se pueden contrastar con el factor de planta proyectado para el proyecto Aysén, que alcanza el 85% (a fojas 462), el que es incluso superior al de las centrales de pasada con mayores factores de planta.

Como ya se indicó, el hecho de que no existan barreras a la entrada para la generación de electricidad en general no implica que la restringida disponibilidad de derechos de agua no pudiese constituir una barrera a la entrada al segmento de generación hidroeléctrica, con los consecuentes efectos en eficiencia y mayores precios al consumidor, por lo que se hace indispensable establecer la factibilidad de que terceros puedan competir ingresando con proyectos de generación hidroeléctrica en la zona austral y que operen en la base del sistema.

Es por ello que debe revisarse la distribución de derechos de agua entre los distintos generadores, con especial énfasis en aquellos concedidos y por otorgar en la XIª región y la provincia de Palena en las que, por sus características hidrológicas, es esperable que la potencial generación asociada a dichos derechos sea fundamentalmente generación de base. Además, debe considerarse la importancia de los derechos localizados en esta zona respecto a la capacidad de generación hidroeléctrica del país -dado que entre la IVª y la Xª región se encuentra casi agotada la posibilidad de nuevos proyectos de generación de una magnitud relevante- así como respecto la matriz de generación de las empresas involucradas en la operación analizada.

Los siguientes Cuadros muestran la situación actual respecto a la titularidad de derechos de aguas no consuntivos en Chile, de acuerdo con la información entregada por la DGA y las partes en el expediente:

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

Cuadro 9

Titularidad de derechos de aguas no consuntivos en Chile

EMPRESA	Concedidos (m ³ /s)		Solicitados (m ³ /s)	
	m ³ /s	%	m ³ /s	%
ENDESA	4.414	29%	861	6%
COLBÚN	4.034	27%	888	7%
HIDROAYSÉN	3.032	20%	-	0%
OTROS	3.645	24%	11.737	87%
TOTAL	15.125	100%	13.486	100%

Fuente: Elaboración propia, a partir de información de fojas 158 bis, 1962, 1969, 2045

Como se aprecia en el Cuadro 9, del total de derechos de agua concedidos con fines hidroeléctricos, el 76% pertenece a Endesa y Colbún, que son, a su vez, las mayores generadoras del país (ver Cuadro 1). El resto, 24%, está concedido a otras generadoras. Además, en el mismo Cuadro 9 puede verse que existen derechos solicitados por 11.737 m³/s, pero debe considerarse que esta cifra no indica el caudal que es efectivamente posible de asignar, considerando que, en varios casos, se presentan dos o más solicitudes respecto de un mismo caudal.

Como se señaló anteriormente, es posible suponer que la mayoría de los derechos de agua aún disponibles con potencial hidroeléctrico relevante se encuentren en la XI^a región y la provincia de Palena. Por ello, se analizarán los posibles efectos en la competencia del sector considerando específicamente la distribución de derechos en tales regiones.

En la XI^a región y la provincia de Palena, y en particular entre las cuencas de los ríos Yelcho y Pascua, la información disponible respecto de los derechos de agua es la siguiente:

Cuadro 10

Titularidad de derechos de aguas no consuntivos en cuencas de la XI^a Región y la provincia de Palena

Derechos por empresa, cuencas Río Yelcho a Río Pascua	Otorgados		En trámite		Total		Solicitudes duplicadas (*)		Total sin duplicaciones	
	(m3/s)	(%)	(m3/s)	(%)	(m3/s)	(%)	(m3/s)	(%)	(m3/s)	(%)
Endesa	1364	28%	948	16%	2312	22%	0	0%	2312	23%
Proyecto HidroAysén	3032	62%	0	0%	3032	28%	0	0%	3032	30%
Colbún	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
Gener	27	1%	3478	60%	3505	33%	0	0%	3505	35%
Energía Austral	464	9%	0	0%	464	4%	0	0%	464	5%
Otros	0	0%	1338	23%	1338	13%	640	100%	698	7%
Total	4887	100%	5764	100%	10651	100%	640	100%	10011	100%

Fuente: DGA (fojas 2017, 2049), Endesa (fojas 2061, Colbún (fojas 2058)

NOTA: De acuerdo a la información acompañada en el expediente, existen al menos 2 solicitudes de derechos de agua de Endesa superpuestas con solicitudes posteriores de terceros, Para efectos ilustrativos, en las últimas dos columnas de este Cuadro se asumió que estas solicitudes quedarían en manos de Endesa.

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

Cuadro 11

Potencial Hidroeléctrico de las Cuencas entre Palena y Pascua

Río	Potencia Estimada (MW)
Palena	1.600
Cisnes	550
Cuervo	300
Aysén	1.040
Baker	1.830
Bravo	370
Pascua	1.570
42 menores a 100 MW	780
TOTAL	8.040

Fuente: Estudios Endesa, http://www.endesa.cl/endesa_chile/ayesen/ProyectoAysen.pdf

En cuanto a los derechos de aguas otorgados en estas regiones, prácticamente se repite lo observado para el total del país. Endesa, por sí misma y en conjunto con Colbún a través de HidroAysén, concentra el 90% de los derechos de agua asignados, según la información allegada al expediente. De éstos, un 62% del total de derechos de agua asignados en la zona serán utilizados en el Proyecto HidroAysén, y los restantes son de propiedad de Endesa, pues Colbún no posee directamente derechos de agua en la zona.

Resulta relevante que otros posibles competidores, en este caso Energía Austral y AES Gener, cuenten con derechos concedidos o solicitados en la misma zona, situación que podría mitigar los riesgos y efectos de la concentración descrita de derechos de aprovechamiento de aguas.

Por otro lado, parecería existir una gran cantidad de derechos de aguas por asignar, aunque no es posible establecer exactamente cuántos serán finalmente concedidos. Sólo se conoce el total de derechos solicitados y, aparentemente, existen duplicaciones de importancia, pues un mismo caudal puede encontrarse solicitado por más de una persona. Así, no es claro ni que todo el caudal solicitado esté disponible, ni que todo el caudal disponible esté solicitado. Sin embargo, la DGA informó, a fojas 2.017, que *“en Chile se encuentra prácticamente agotada la posibilidad de constituir derechos de agua no consuntivos. Por lo anterior, a juicio de este Servicio, la única forma de adquirir este tipo de derechos es en el mercado”*. En base a esto es posible inferir que no existen, en magnitudes relevantes, más derechos de aguas que los ya solicitados, e incluso es posible que el total de derechos solicitados supere los caudales disponibles.

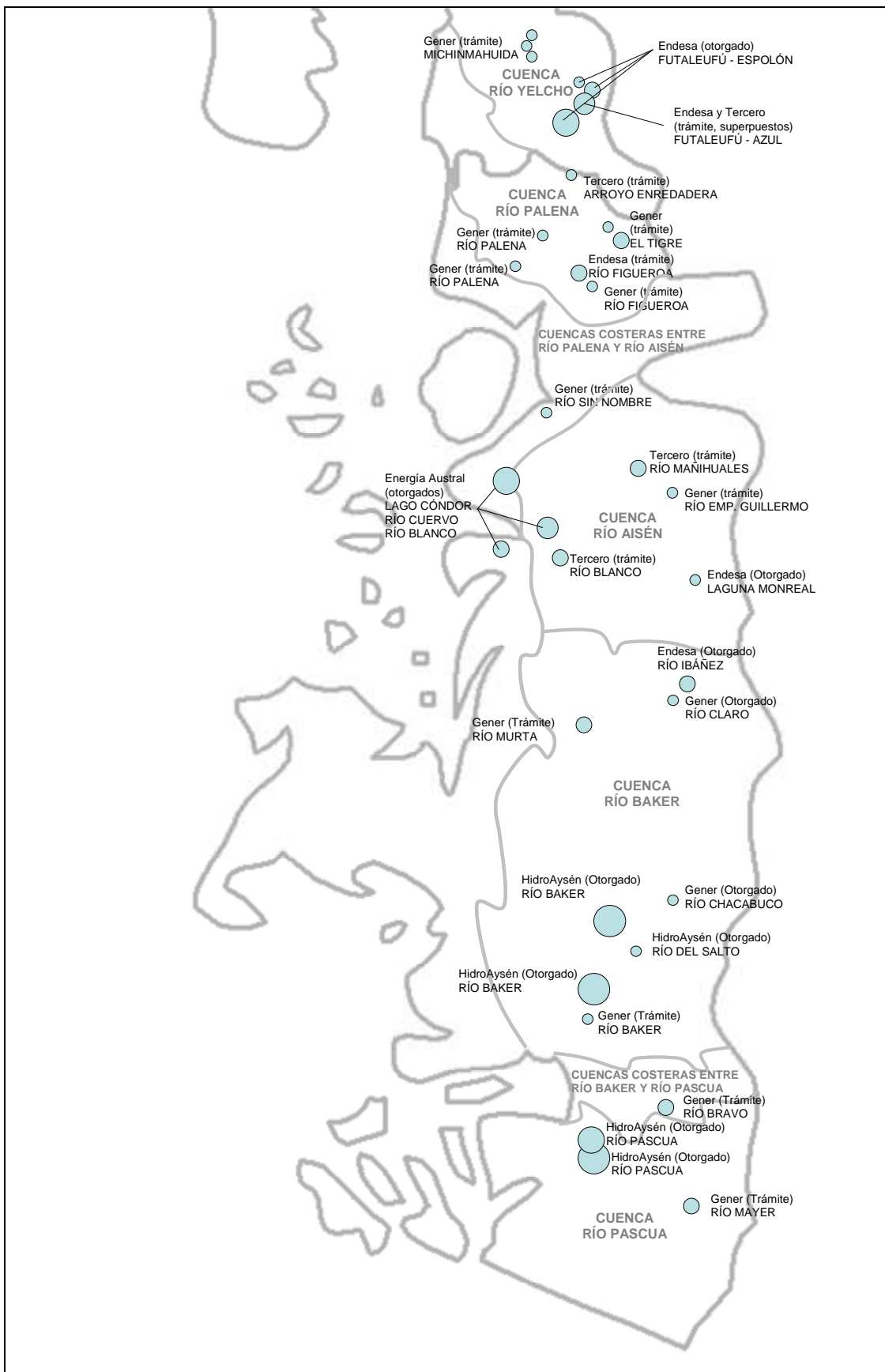
Por otra parte, al observar el mapa de la distribución de derechos de agua aportado por la DGA a fojas 2050, y resumido en la representación esquemática de la figura 1 siguiente, puede observarse que, en cada cuenca donde Endesa aún mantiene solicitudes pendientes, existen asimismo diversas empresas que también mantienen solicitudes de derechos pendientes de asignarse, algunas de ellas con más de 15

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

años en tramitación. Así, a primera vista pareciera que existirían derechos de agua que no pertenecen a los futuros socios del proyecto Aysén en estas zonas, los que podrían representar una presión competitiva una vez que se asignen. En efecto, Gener podría llegar a tener casi un tercio de los derechos de agua de la zona de Palena y Aysén, aunque no es posible estimar su efectivo potencial hidroeléctrico ni su viabilidad económica.

Figura 1

Ubicación derechos de agua asignados y solicitados en las Regiones X y XI, por cuenca



Fuente: Elaboración propia, en base a información acompañada por DGA a fojas 2049.

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

Aunque el Código de Aguas contempla el mecanismo del remate en la adjudicación de derechos de agua cuando hay más de un solicitante, esta vía de asignación sólo procede cuando entre la primera solicitud y la segunda ha transcurrido menos de seis meses (según dispone el artículo 142 del Código de Aguas, modificado por la Ley N° 20.017 el año 2005), y sólo en ese caso se abre la posibilidad de que participen terceros en el remate. De no ser así, se mantiene la asignación preferente según el orden de ingreso de las solicitudes.

De la información contenida en el expediente a fojas 2049 y 2061, se ha establecido que Endesa mantiene solicitudes pendientes en las cuencas de la XIª región y en la provincia de Palena por al menos 948 m³/s, las que, por su fecha de ingreso, tienen preferencia en la asignación respecto de solicitudes posteriores. De éstas, si bien en algunos casos procedería su asignación vía remate, hasta la fecha no se ha verificado dicho mecanismo de adjudicación.

A mayor abundamiento, es posible estimar que, incluso si se procediera con los remates como mecanismo de asignación, la disposición a pagar de Endesa en éstos sería superior a la de otros interesados pues, como ya se analizó, la entrada de proyectos hidroeléctricos de terceros en la zona significaría una disminución de los ingresos para Endesa quien, por lo tanto, tendría incentivos para impedir o retrasar su desarrollo, ya sea adquiriendo los derechos en estos remates, o bloqueando mediante recursos administrativos y judiciales su asignación a terceros competidores.

Al respecto, se debe hacer presente la doctrina establecida en la Sentencia N° 44 de este Tribunal, del año 2006, que señala que un mecanismo de asignación de recursos escasos, como son en este caso los derechos de aprovechamiento de aguas, que considere su licitación sólo en base a ofertas económicas, favorece inequívocamente a la empresa dominante en detrimento de potenciales entrantes, quienes enfrentarán una barrera difícilmente superable para ingresar al correspondiente mercado.

A todo lo anterior se debe agregar la excepción que el Código de Aguas otorga, específicamente a los poseedores de derechos de agua en las regiones XIª y XIIª, y en la provincia de Palena, respecto del pago de patentes por no uso del recurso. En efecto, con el objeto de evitar la concentración con fines especulativos o excluyentes de derechos de aprovechamiento de aguas no consuntivos, la Ley N° 20.017 determinó el pago de una patente por no uso de dichos derechos. Sin embargo, el artículo segundo transitorio de esta Ley exime del pago de esta patente a los derechos de agua no consuntivos de la provincia de Palena y las regiones XIª y XIIª hasta el año 2012.

En opinión de la DGA, como afirma en oficios que rolan a fojas 2017 y 2065, esta exención transitoria, en conjunto con la actual concentración de derechos de aguas en

la zona por parte de Endesa, constituiría un obstáculo a la asignación eficiente de derechos de aguas con fines hidroeléctricos, por cuanto no existen costos relevantes que impidan su eventual acumulación anticompetitiva. Señala que, al discutirse la modificación legal citada, se consideró que los proyectos hidroeléctricos en la zona se desarrollarían alrededor del año 2020, y que ello justificaría una exención de la patente por no uso, situación que evidentemente no es la actual, y que justificaría proponer una modificación legal para eliminar el plazo de exención contemplado para la zona austral.

Aún más, en relación con este argumento, este Tribunal estimó, en su Resolución N° 18 referente a la solicitud de modificación del Dictamen N° 992, que si bien el actual sistema de asignación de derechos de aprovechamiento de aguas es un avance respecto al mecanismo previo a la modificación del Código de Aguas del año 2004, aquél no resuelve en plenitud los problemas de competencia que pueden generarse por una concentración excesiva del recurso hídrico, considerando que, tal como ya se ha establecido, aún siguen existiendo barreras de entrada relevantes para el segmento de generación hidroeléctrica.

8.2.2. Línea de transmisión:

Respecto a la línea de transmisión que conectará al Proyecto HidroAysén con el SIC, las consultantes han señalado que, de acuerdo con la legislación eléctrica vigente, esta línea corresponde a una línea adicional. Dado que el trazado de la línea pasará por bienes nacionales de uso público y hará uso de servidumbres eléctricas en su favor, afirman asimismo que estará sujeta en todo caso al régimen de acceso abierto dispuesto en el artículo 77 inc. 2° de la LGSE, siempre que exista capacidad técnica de transmisión.

Las consultantes han argumentado que no es técnicamente factible construir una línea de mayor capacidad a la requerida por el Proyecto HidroAysén, para ser compartida con terceros. En particular, según los informes técnicos acompañados por Endesa y Colbún a fojas 627, 706 y 871, para una línea de transmisión de las características necesarias –longitud de aproximadamente 2.000 kms., capacidad de transmisión de cerca de 2.400 MW, tensión de +/- 500 ó +/- 600 kV-, resulta más económico construir una línea en corriente continua (HDVC, *High Voltage Direct Current* – Corriente Continua de Alta Tensión) que en corriente alterna. Lo anterior, por cuanto si bien los convertidores utilizados en corriente continua son más caros, el costo por kilómetro de línea es menor. Por otro lado, desde el punto de vista ambiental, para una determinada potencia a transmitir, la franja de servidumbre necesaria es menor para una línea de corriente continua. Por estas ventajas, las consultantes proyectan la construcción de una línea de transmisión HVDC.

De acuerdo con lo expresado por las consultantes en el expediente, existen limitantes técnicas a la capacidad de transmisión de una línea como la descrita. En particular, de acuerdo a Transelec –informe acompañado por Colbún a fojas 706-, la potencia a transmitir por una sola línea no puede ser superior al 30% de la demanda total del Sistema Interconectado Central. Para el año 2020, el límite máximo a inyectar alcanzaría los 2.900 MW de acuerdo al consumo estimado para dicha fecha. Dada la incertidumbre inherente a tal proyección, Transelec sugiere un límite de 2.700 MW para la línea del Proyecto HidroAysén. Si se deseara superar esta capacidad de transmisión, según Transelec, necesariamente deberían construirse dos líneas, las que deberían ir por torres separadas para evitar la exposición a contingencias comunes. De acuerdo al informe de UNTEC acompañado por Colbún a fojas 706, en caso de construirse dos líneas, éstas, además, deberían inyectar energía al SIC en distintos puntos, por motivos de estabilidad del sistema.

Adicionalmente, según las consultantes, la línea de transmisión propuesta no podría recibir inyecciones de energía desde más de un punto en forma simultánea. De hecho, no existen experiencias en el mundo de líneas de transmisión multiterminal en corriente continua (es decir, en que se inyecte energía en más de un punto simultáneamente). Según los informes técnicos acompañados por las consultantes, el único sistema HVDC multiterminal conocido –en Canadá-, consistente en tres estaciones convertoras interconectadas, tuvo un elevado costo de inversión en infraestructura e investigación y desarrollo, y aún así su operación ha presentado limitaciones de confiabilidad y operacionales. En la práctica, en dicho sistema no operan nunca más de dos puntos de forma simultánea, por lo que no existen experiencias de sistemas de transmisión que efectivamente funcionen como sistemas multiterminales.

Los terceros intervinientes en el proceso de consulta, por su parte, han planteado que la línea de transmisión, proyectada en los términos planteados en el expediente por las consultantes, constituiría una barrera de entrada para proyectos hidroeléctricos en la XIª región y la provincia de Palena. En síntesis, se argumenta que las condiciones geográficas y las restricciones medioambientales de la zona impondrían limitaciones a la construcción de otras líneas de transmisión adicionales, en dicha región (fojas 106, 127). Dado que la o las líneas que se construyan deben atravesar propiedades que cuentan con protección ambiental, afirman que sería más eficiente construir una única línea y que así todos los generadores aprovecharían las mismas instalaciones de transmisión. Lo anterior, considerando especialmente que, una vez aprobada la construcción de una línea de transmisión, es poco probable que se permita construir otra independiente del Proyecto.

Tanto la CNE (a fojas 312) como la FNE (a fojas 202), por su parte, estiman que las características de la transmisión entre la XIª región y el punto de inyección al SIC hacen que la línea de transmisión asociada al Proyecto HidroAysén sea una instalación esencial. Según ambas informantes, dado (i) que el trazado de la línea debe definirse en función del nivel de operación estimado, (ii) que hay grandes costos para expandir una línea que no fue diseñada para tales fines, y (iii) que no sería posible el acoplamiento de nuevos tramos para transmitir más energía que la asociada al Proyecto consultado, necesariamente se debería construir otra línea de transmisión independiente. Agregan, sin embargo, que esto último sería económicamente ineficiente por las altas economías de escala, las barreras medioambientales asociadas a la construcción de una segunda línea, y el costo de utilizar el segundo mejor trazado disponible, asumiendo que el trazado óptimo sería utilizado por la línea del Proyecto HidroAysén.

Producto de ello, dichas informantes, junto con AES Gener y Energía Austral, plantearon la necesidad de que se realice un proceso de *open season*, u otro mecanismo que garantice que terceros tengan la posibilidad de manifestar su interés en participar de la línea de transmisión, en un período previo a su construcción.

Relacionado a este punto, Energía Austral señaló las opciones que existirían para construir una línea de transmisión que permita inyectar energía de terceros. En particular, plantea a fojas 106 que las líneas HVDC multiterminal se encuentran en etapa experimental. Sin embargo, plantea que sería posible configurar la línea de transmisión del Proyecto HidroAysén de forma de permitir la transmisión de energía de terceros. Para ello, menciona la posibilidad de construir un sistema radial –en que cada generadora transmite de forma independiente en corriente alterna, hasta un terminal común-, o un sistema compartido –en que cada generador transmite en una línea independiente, pero utilizando una torre común-. A fojas 897, el informe técnico acompañado por Energía Austral señala que una solución de este tipo –un sistema con dos bipolos en una torre- es teóricamente factible desde un punto de vista técnico, pero requiere de un diseño cuidadoso, pues no existen experiencias de este tipo en el mundo.

Respecto de estos argumentos, las consultantes reiteraron que no existen holguras en la línea de transmisión proyectada, y que no es factible –al menos con la tecnología actual- construir una línea de transmisión de mayor capacidad. De hecho, en un informe técnico acompañado por Endesa a fojas 627 se señala que para Energía Austral sería más barato construir una línea propia de corriente alterna que usar el enlace HVDC del Proyecto HidroAysén de forma compartida, suponiendo que una segunda línea es viable desde el punto de vista medioambiental. Respecto a la opción planteada por Energía Austral, consistente en un sistema de transmisión con más de

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

un bipolo en una torre, los informes de Transelec y UNTEC, acompañados por Colbún a fojas 706, señalan que esta solución no es factible de realizar, pues el costo de la línea aumentaría mucho, y además por razones de confiabilidad del sistema.

Respecto al mecanismo de *open season* planteado, Endesa señala que éste no sería conveniente, pues en los hechos se traduciría en un remate de capacidad de transmisión escasa, lo que podría incluso hacer inviable el Proyecto HidroAysén (según el informe económico acompañado por Endesa a fojas 627), al no tener suficiente capacidad de transmisión para transportar su energía. Adicionalmente, como señala el informe acompañado por Colbún a fojas 871, un *open season* no está contemplado en la legislación eléctrica actual. Se sugiere además en este último informe que, de condicionar la operación consultada a un *open season*, la línea que se construya sea eximida del régimen de acceso abierto, de forma de minimizar la incertidumbre relativa a su operación.

En cualquier caso, este Tribunal estima que la construcción de la línea siempre será más eficiente, desde el punto de vista de la asignación de recursos, si en forma previa a definir su diseño y construcción se evalúa la capacidad socialmente óptima de la misma, permitiendo la posibilidad que la línea sea ampliada o diseñada en forma escalable, en función de quienes estén dispuestos a financiar estas opciones.

Este Tribunal, con el objeto de analizar la línea de transmisión como una posible barrera de entrada a nuevos proyectos de generación hidroeléctrica en la zona, considerará dos hechos relevantes. El primero es que, según la propia Endesa, existe en Aysén un potencial hidroeléctrico de 8040 MW (fuente, http://www.endesa.cl/endesa_chile/ayesen/ProyectoAysen.pdf y FNE, a fojas 202). Es posible estimar que, según se aprecia en la distribución por cuenca de este potencial, detallada en el Cuadro 11 precedente, en muchos casos podría no ser económicamente factible la explotación hidroeléctrica de la cuenca si para ello es necesario construir una línea de transmisión exclusiva, esto es, independiente a la del Proyecto HidroAysén. Así, en opinión de este Tribunal, si no se compartieran los activos de transmisión asociados al Proyecto HidroAysén, una proporción no despreciable del potencial hidroeléctrico de la zona podría quedar desaprovechado, en particular una multiplicidad de potenciales centrales pequeñas, probablemente de pasada.

El segundo hecho a considerar es que el Tribunal concuerda con la afirmación de los intervinientes -CNE a fojas 312 y FNE a fojas 202- en el sentido de que existen condiciones particulares a la explotación del potencial hidroeléctrico que hace que líneas que normalmente se considerarían adicionales y, por tanto, parte de un proyecto específico de generación, puedan tener características propias de una instalación esencial.

Al respecto, en general, las líneas de transmisión adicionales corresponden a instalaciones que conectan a una o más centrales con un sistema interconectado o con un cliente libre, y presentan características técnicas, de capacidad y de extensión relativamente menores a las de otros tipos de líneas de transmisión reguladas en la LGSE.

En este sentido, es relevante recordar que, incluso para líneas de esas características, la LGSE establece, en su artículo 77 inciso 2º, un régimen de acceso abierto en los casos que éstas usen bienes nacionales de uso público o que se utilicen servidumbres eléctricas en su beneficio. Este régimen corresponde a una limitación legal al derecho de propiedad sobre las instalaciones, imponiendo una carga al titular de la línea en beneficio de la eficiencia asignativa en el uso de dichos bienes, respecto de los cuales debe asegurarse que el acceso a ellos no resulte discriminatorio.

De acuerdo a las normas citadas, al instalarse un segundo generador cerca de una instalación de transmisión adicional, éste comparará el costo de construir y operar su propia línea con el costo de contratar con el propietario de la línea existente, pagando una parte de la inversión o, de no contar con capacidad suficiente, financiando su ampliación, así como la proporción correspondiente de los costos de mantenimiento y operación. Para el propietario de la línea, de no mediar incentivos anticompetitivos, puede resultar económicamente beneficioso compartir los costos de una línea que dispone de capacidad no utilizada, así como también respecto de ampliaciones financiadas por terceros interesados.

Sin embargo, dadas las particulares características de la línea de transmisión proyectada para el proyecto Aysén, respecto a su capacidad, extensión, tecnología involucrada, y las características geográficas y naturales de su trazado, se presentan dificultades evidentes para la efectiva implementación *ex post* de este régimen de acceso abierto, bajo varias condicionantes.

En primer término, como se ha argumentado – por Energía Austral a fojas 106, FNE a fojas 202, y CNE a fojas 312- es posible estimar que los costos de construir una segunda línea de transmisión desde la zona de Aysén hasta el SIC sean sustancialmente más relevantes que en el caso de otras líneas adicionales, incrementados además por las dificultades de un trazado sub-óptimo (suponiendo que el mejor trazado será utilizado por la línea del proyecto Aysén) en una zona con geografía accidentada, de difícil acceso, y con un importante valor ecológico, al punto que estos mayores costos podrían ser determinantes para la viabilidad económica de otros proyectos de generación hidroeléctrica en dicha zona. Por lo anterior, el propietario de la línea de transmisión asociada al Proyecto HidroAysén se encontraría en una posición privilegiada para utilizar el acceso a la línea como una barrera anticompetitiva a la explotación del resto de los recursos hídricos de la región.

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

En segundo lugar, dadas las economías de escala e indivisibilidades asociadas a toda instalación de transmisión, el costo de ampliar la capacidad de cualquier línea sería sustancialmente mayor si tales ampliaciones no son planeadas y consideradas desde un principio en el diseño y construcción del proyecto. Ello, puesto que hay elementos que deben ser totalmente reemplazados al ampliar la capacidad, si tal aumento no fue planificado desde el diseño y, por tanto, éste no contempló el tamaño óptimo de largo plazo de tales elementos. En el caso de autos, tal como lo reconocen tanto las consultantes como también quienes aportaron antecedentes a fojas 106, 127, 202, 312, 627, 706, 871, 897, 901, 971, 1139, 1429, 1574, el conjunto de restricciones técnicas y económicas que involucra un proyecto con una capacidad instalada y extensión geográfica mucho mayor a la usual, que además requiere de una tecnología nueva en el país e incluso experimental a nivel mundial, hace aún más difícil y oneroso que la línea de transmisión pueda ser fácilmente ampliada una vez construida, en particular si no se considera la posibilidad de ampliación desde su etapa de diseño.

Como tercera consideración, la operación en análisis considera que, tanto el dimensionamiento de la línea de transmisión como el cronograma de su construcción, serán definidos por la generadora dueña de las instalaciones. Si bien esto no es diferente del caso de cualquier otra línea adicional, como ya se señaló, en el caso del Proyecto HidroAysén tal característica podría implicar incentivos para impedir o al menos retrasar el ingreso de otros generadores de energía de base.

Por ello, surge como un riesgo posible que la definición de las restricciones técnicas de capacidad –las que podrían eximirle de otorgar acceso abierto a terceros- sea utilizada estratégicamente para bloquear el ingreso de nuevos competidores. En efecto, un generador propietario de una línea adicional tendrá más incentivos a bloquear el acceso a su línea a otros generadores de base, dado que la entrada de éstos al mercado afecta el precio de la energía a la baja.

Este Tribunal, sin embargo, no considera procedente –ni es su función– pronunciarse respecto de las características técnicas que deba o no cumplir la línea de transmisión asociada al proyecto HidroAysén y que definirán en los hechos su capacidad real. Tal consideración se ve reforzada por el hecho de que aún falta definir, por parte de los organismos pertinentes, los requisitos que tendrá la línea de transmisión en cuanto a parámetros de seguridad y estabilidad del sistema eléctrico. Estos requisitos tendrán incidencia en la capacidad y características de la línea y, por tanto, en su capacidad de acoger la energía de otros generadores que no participan en el Proyecto HidroAysén.

Con los antecedentes disponibles, este Tribunal estima que, ante la construcción de una línea de transmisión de las características planteadas, se reducen de forma considerable las posibilidades de un tercero para construir una nueva línea de transmisión, independiente del Proyecto HidroAysén y destinada a inyectar al SIC la

energía adicional generada en la zona de Palena y Aysén, y ello tanto por la escala necesaria para justificar una inversión de este tipo como por las restricciones geográficas y medioambientales a las que se enfrentaría la construcción de una eventual nueva línea, constituyendo así una barrera de entrada relevante para la instalación de otras centrales hidroeléctricas en la zona.

9. POTENCIALES EFECTOS SOBRE LA COMPETENCIA.

Se ha planteado por los distintos intervinientes en esta consulta que la operación sometida a la aprobación de este Tribunal conllevaría determinados riesgos para la competencia en el mercado relevante. Dichos riesgos se analizan a continuación, ponderando en cada caso los argumentos de las consultantes y los posibles remedios, salvaguardias o condiciones que serían necesarias para mitigar tales riesgos.

9.1. Riesgos de colusión o coordinación para la postergación de inversiones en generadoras de base.

Tal como se expuso en la Sección 6 de esta Resolución, la concentración en el mercado de generación puede llevar a postergar inversiones más allá del óptimo social, pues el inversionista no sólo tomará en cuenta la rentabilidad de la inversión por sí misma, sino también la manera en que la consecuente reducción en precios afectará a la rentabilidad de sus inversiones pasadas. La reducción en precios –en relación a un escenario en que no se realice dicha inversión- es inevitable si se está invirtiendo en tecnologías de menor costo variable. La postergación de inversiones más allá de lo óptimo será sustentable sólo en la medida que existan barreras a la entrada a la generación con tecnología de base.

El problema en el caso en análisis es que la inversión propuesta la harían en conjunto los dos principales oferentes del mercado, quienes poseen inversiones relevantes en el sector, y por lo tanto verían sus rentabilidades afectadas por la reducción en precios que podría generar el Proyecto HidroAysén.

El análisis sobre los riesgos competitivos en materia de los tiempos y plazos asociados a las inversiones que generaría la participación conjunta de Colbún y Endesa en el Proyecto HidroAysén, se debe realizar tanto respecto del proyecto consultado como de otros proyectos que tenga en carpeta cada una de estas empresas por separado. La primera interrogante que debe resolverse es si hay un mayor o menor riesgo de postergación estando juntas las dos principales empresas de generación, en relación con el escenario en que el proyecto sea realizado por una sola de estas empresas.

Como primera aproximación, es posible afirmar que, al estar ambos competidores en el mismo gran proyecto, tendrían mayores incentivos a postergarlo, puesto que así evitarían una reducción en la rentabilidad de sus inversiones pasadas sin correr el riesgo que su principal competidor haga un proyecto de esas dimensiones pues, al compartir la propiedad de un proyecto como el consultado, los intereses de las empresas tienden a alinearse. Aún más, la presión a la baja de precios que impone el proyecto en análisis tendría un efecto desincentivador en inversiones de terceras empresas. Así, no se puede descartar la posibilidad de que el solo anuncio de efectuar el proyecto en conjunto pudiera tener como objetivo retrasar la entrada de otros proyectos e, incluso, producir un aumento en el precio de la electricidad, y que no haya reales intenciones, por el momento, de materializar la inversión asociada al proyecto que aquí se analiza.

Es cierto, por otra parte, que en los incentivos a invertir no se debe considerar solamente la función de productor de un generador, sino también su función de comercializador. Así, a un comercializador que tiene contratos importantes de venta de energía que satisfacer le convendrá una reducción en el precio *spot* al que se transa la energía en el sistema. En ese sentido, a mayor nivel de contratación mayor preponderancia tendrán los incentivos de la función comercializadora, y se debilitará el incentivo a postergar inversiones. En la actualidad, Colbún tiene una mayor proporción de su capacidad de generación contratada, por lo que tiene menos incentivos a postergar inversiones que Endesa. Sin embargo, no hay en el expediente información sobre la relación futura entre contratos y capacidad de generación de las empresas consultantes. No obstante esto último, si se extrapola la información histórica disponible, el hecho de que Colbún participe en esta alianza hace que el riesgo de postergación de inversiones sea menor que si Endesa lo realizase sola (ver Cuadro 6, contratos como porcentaje de generación efectiva).

En todo caso, si subsistieran los incentivos a postergar el proyecto HidroAysén, no existen medidas que el Tribunal pudiese imponer para contrarrestarlos. En efecto, dado que un proyecto de estas características debe salvar muchas etapas y que, por tanto, su postergación se podría producir por muchas causas sin que sea posible distinguir *a priori* si ellas son de control de la empresa o no, este Tribunal estima que no resultaría efectivo establecer una condición fijando plazos determinados para la construcción del proyecto o alguna de sus etapas.

La única presión relevante que pueden enfrentar las consultantes, y que mitigaría los incentivos a retrasar el Proyecto HidroAysén, es la que les puedan imponer otros inversionistas dispuestos a entrar a competir al mercado en el segmento de generación de base.

Ahora, en cuanto a la postergación de otros proyectos de las empresas involucradas en el Proyecto HidroAysén, se plantean varias posibles amenazas. Por un lado, al ser socios del mencionado proyecto se dan instancias no sólo para acordar explícitamente la postergación de otras inversiones, sino también para que se efectúen compensaciones a la parte que gane menos o que pierda con tal postergación. Se analizará en forma separada la posibilidad de que los precios de transferencia entre HidroAysén, por una parte, y Colbún y Endesa por el otro, puedan constituir un mecanismo para realizar estas compensaciones entre los socios.

A todo lo anterior, se suma el hecho que los incentivos de cada consultante cambian al hacer el proyecto en conjunto. Se alinean los incentivos de Colbún y Endesa al tener intereses en el mismo proyecto, el que tendrá una mayor recaudación en la medida que no entren nuevas generadoras de base o de bajo costo operacional. En cambio, si el proyecto sólo lo hiciera Endesa, Colbún tendría incentivos para seguir invirtiendo en generadoras de base, ya sea sola o con otro titular de derechos de agua.

9.2. Riesgo de disminución de la rivalidad competitiva entre Endesa y Colbún.

Con el objetivo de analizar los potenciales riesgos sobre la competencia en el mercado relevante, es necesario en primer lugar estudiar el grado de rivalidad histórica entre las consultantes, de forma de ponderar los potenciales riesgos que se generan al conformar estas empresas una plataforma común para el desarrollo del proyecto consultado, tanto por las consecuencias de un posible menor control mutuo, como respecto de la posible disminución de la intensidad de la competencia en las licitaciones de suministro a distribuidoras y a clientes libres.

9.2.1. Riesgo de disminución de la competencia entre las consultantes al conformarse una plataforma común en el CDEC.

Una característica particular de la industria eléctrica de nuestro país radica en que se ha entregado a organismos privados, los Centros de Despacho Económico de Carga (en adelante CDEC), entre otras tareas, la determinación de la operación eficiente y confiable de los sistemas interconectados, garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión y determinar las transferencias económicas entre las empresas interconectadas, por lo que resulta especialmente relevante que, en su funcionamiento, éstos mantengan una estructura que posibilite la neutralidad de sus decisiones técnicas.

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

Estos organismos actualmente se encuentran conformados por un Directorio, en el que participan representantes de las empresas generadoras y de transmisión, y dos Direcciones, de Operaciones y de Peajes, las que cumplen funciones técnicas y ejecutivas. Si bien la Ley N° 20.018, del año 2005 dispuso, entre otras materias, la incorporación al Directorio de los CDEC de representantes de las empresas de subtransmisión y de los clientes libres, esta modificación aún no se ha puesto en práctica, pues todavía no se ha dictado el Reglamento necesario para ello, cuyo texto preliminar -a octubre de 2006- consta a fojas 734.

En este contexto institucional, cada empresa miembro del Directorio actúa como contrapeso y vigila el comportamiento de las demás, así como las decisiones de las Direcciones, con un efecto disuasivo respecto de posibles decisiones que alteren las condiciones de eficiencia y seguridad del sistema;

En términos relevantes para esta consulta, la alianza de Endesa y Colbún presenta el riesgo de disminuir la intervigilancia que hasta ahora se ha producido en el Directorio del CDEC-SIC, considerando que, de las discrepancias que se generaron entre los años 1999 y 2006, en más de la mitad de éstas las empresas consultantes tomaron posiciones contrapuestas. Asimismo, Endesa y Colbún han presentado posiciones opuestas de compra y venta en el mercado *spot* entre finales del año 2003 y diciembre de 2006, como se observa en el Gráfico 1.

Esto se vería además acrecentado por la disminución de la rivalidad entre las consultantes a raíz de la confluencia de intereses comunes, tanto por la relevancia del proyecto Aysén como por la mayor semejanza de las matrices de generación de cada una que éste conlleva.

En ese sentido, una menor rivalidad entre Endesa y Colbún podría afectar la neutralidad de la operación del sistema, a través de la modificación de los Manuales de Procedimiento del CDEC-SIC, o bien de la entrega de información que altere el mecanismo de despacho eficiente, lo que sería posible dada una disminución de la intensidad del monitoreo mutuo.

No obstante lo anterior, la actual conformación del Directorio del CDEC-SIC aún presenta características suficientes de rivalidad con otras empresas generadoras y de transmisión lo que, sumado a las potestades fiscalizadoras de la SEC, inclina a este Tribunal a estimar que, si bien el riesgo identificado es relevante, éste se encontraría suficientemente mitigado y, por tanto, no se establecerá ninguna condición o limitación a la operación consultada en esta materia.

Sin embargo y como se señaló, se encuentra en estudio un proyecto de reglamento que modificará la actual conformación de los CDEC, con el objeto de incorporar al

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

Directorio de los CDEC a representantes de las empresas de subtransmisión y de los clientes libres.

El cambio institucional propuesto en el proyecto de reglamento considera modificar la actual integración directa del Directorio por un sistema representativo por segmentos o clases de integrantes. Así, se propone que los propietarios de centrales mayores (mayores o iguales a 300 MW) elijan tres representantes, dos representantes de los propietarios de centrales menores, dos representantes de los propietarios de instalaciones de transmisión troncal, dos representantes de los propietarios de instalaciones de subtransmisión, y un representante de los clientes libres. Cada segmento elegiría separadamente a sus representantes, considerando, para los efectos de esta elección, que cada MW de capacidad instalada y cada km. de línea de transmisión equivalen a un voto.

La referida reconfiguración del Directorio de los CDEC debe ser considerada para calificar los efectos que pueda tener la operación consultada, teniendo en cuenta que su nueva composición podría incrementar el riesgo planteado de una disminución de la intervigilancia y control mutuo de sus integrantes que debiera ser propio de esta institución.

En ese sentido, resulta relevante la distribución de votos para la elección de los representantes de cada clase o categoría de miembros del CDEC, así como los vínculos de propiedad y control que presentan las consultantes con otras empresas en los distintos segmentos en que se subdivide la representación en éste, lo que podría redundar en que un solo grupo empresarial, o dos grupos con acuerdos de actuación conjunta, concentren un número suficiente de votos en el respectivo CDEC, de tal forma que les permita controlar sus decisiones más relevantes y así, indirectamente, alterar las condiciones de competencia que presenta la industria.

A modo de ejemplo, si se implementara la modificación propuesta al reglamento de los CDEC en los términos en que actualmente se encuentra el proyecto, y considerando los datos de generación y transmisión del año 2006 (según lo informado por el CDEC-SIC a fojas 1984 y la información contenida en los anuarios de este organismo), Endesa y sus relacionadas contarían con votos suficientes para elegir a tres directores del CDEC-SIC, Colbún y sus relacionadas podría elegir a dos de éstos, Transelec y CGE designarían a un director cada una, y los restantes tres miembros estarían distribuidos entre empresas de menor tamaño. Por su parte, AES Gener se encontraría excluida de elegir a algún representante en dicho Directorio.

Además, dicho proyecto considera que será el Directorio quien determinará los requisitos formales indispensables para la presentación de divergencias ante el Panel de Expertos, incorporándose al Reglamento Interno las normas necesarias. Como se

señaló, si un grupo empresarial, o dos o más de éstos con acuerdos de actuación conjunta, controlaran un número suficiente de votos en el Directorio, podrían establecer condiciones formales que entorpezcan o limiten de alguna forma la posibilidad de las demás empresas de formular divergencias y, en último término, de acceder a una instancia independiente y especializada de resolución de conflictos como es el Panel de Expertos.

De igual manera, el riesgo de una concentración en los votos del Directorio redundaría, en la práctica, en una disminución de la independencia y autonomía de las Direcciones que conforman los CDEC, y ese sería justamente el efecto contrario al buscado por la modificación normativa actualmente en discusión.

9.2.2. Riesgo de disminución de intensidad de la competencia en las licitaciones de suministro para clientes libres.

Respecto del riesgo de disminución de la intensidad de competencia en las licitaciones de suministro para clientes libres y empresas distribuidoras, la CNE señala, en su informe de fojas 312, que es posible que las consultantes utilicen el precio de transferencia entre HidroAysén y sus matrices para concordar o señalar las ofertas en las referidas licitaciones, aún cuando mantengan políticas de comercialización independientes.

Al respecto, en el informe presentado por Colbún a fojas 871, se señala que *“el éxito de las licitaciones de suministro está en obtener tarifas competitivas por parte de los generadores, lo que requiere que exista una participación competitiva de los generadores actuales y potenciales en las licitaciones de suministro eléctrico. Si los generadores se ponen de acuerdo en los precios a ofertar y son exitosos en ello, el perjuicio a los usuarios, sea con tarifas reguladas o clientes libres, durará muchos años dadas las características de largo plazo de las licitaciones. El riesgo potencial de colusión no cambia necesariamente a causa del Proyecto Aysén, donde los tres principales generadores del SIC tienen una participación de mercado de 93,5%, y Colbún y Endesa concentran un 75,5% del mercado. Por lo anterior, resulta importante que los acuerdos que se establezcan para desarrollar y posteriormente operar el Proyecto Aysén no aumenten el riesgo de colusión entre los generadores.”*

Respecto de las futuras licitaciones de suministro eléctrico señala el citado informe que *“la competencia estará principalmente circunscrita a aquellos generadores que ya prestan servicios pero que no están totalmente contratados en el período para el cual se licita el suministro; y para eventuales nuevos generadores, que con las tecnologías disponibles en el mercado y dados los volúmenes de electricidad a licitar, son una*

competencia potencial efectiva para los generadores establecidos no contratados. Lo que finalmente ocurra con el precio dependerá del precio que se obtenga en las licitaciones del año 2007 y siguientes, donde sí se espera la participación de nuevos generadores. Por lo anterior, y en atención al parque generador disponible, los generadores no necesitan ponerse de acuerdo para que los precios de las licitaciones sean altos."

Por consiguiente, la operación consultada sólo incrementaría los riesgos de colusión o coordinación en las licitaciones si existe alguna vía para transferir compensaciones entre Endesa y Colbún, como puede ser el precio de transferencia entre HidroAysén y éstas -lo que será analizado a continuación-, y se mantengan las barreras a la entrada de nuevos generadores que puedan acceder a tecnologías con bajo costo.

9.3 Riesgo de utilizar el precio de transferencia entre HidroAysén y las consultantes como medio de compensación entre éstas.

Con respecto al precio de transferencia de energía y potencia producida por HidroAysén, es preciso señalar en primer lugar que las consultantes han manifestado su intención de que esta empresa sea sólo una unidad productiva. De hecho, en el "antecedente undécimo B" del pacto de accionistas (cuya versión pública se acompañó a fojas 483), las partes establecen que la producción de las centrales del proyecto Aysén se les entregará a un precio que *"será equivalente al costo marginal del sistema en las barras de inyección de las centrales de la Sociedad con una banda denominada en dólares de los Estados Unidos de América, u otro distinto que acuerden las Partes a fin de permitir solamente asegurar la estabilidad y viabilidad financiera de la Sociedad, atendiendo adecuada y oportunamente todas sus obligaciones fiscales y civiles con terceras personas y velando por el objetivo de mantener a la Sociedad como una unidad de producción de cada una de las Partes."*

Por otra parte, de acuerdo al borrador de contrato acompañado por Colbún a fojas 483, se propone que el precio de transferencia de la energía eléctrica será *"el promedio ponderado por la energía eléctrica inyectada, del costo marginal horario de la energía en la subestación de suministro, de acuerdo al cálculo realizado por el CDEC-SIC. (...) el precio promedio mensual ponderado no podrá superar los ___ mills/KWh, ni podrá tampoco ser inferior a los ___ mills/KWh; y en caso que cualquiera de estos eventos ocurriere, el precio promedio mensual de la energía suministrada en el respectivo mes se calculará en el límite superior o inferior más cercano, según corresponda"*.

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

A lo largo del proceso de consulta, la Comisión Nacional de Energía y la Fiscalía Nacional Económica han manifestado preocupación respecto de la forma en que se definirá el precio al cual HidroAysén transferirá su producción a las consultantes. Ambas entidades han señalado que la fijación de un precio distinto del costo efectivo de producción de la energía y potencia podría afectar el precio de equilibrio de largo plazo del sistema. Además, un precio alto podría servir como vehículo para la señalización de precios altos en la comercialización, aún sin que medie un acuerdo expreso para ello.

AES Gener, en su calidad de interviniente, ha hecho presente que no se ha precisado si la distribución de la generación entre las empresas, a prorrata de su participación accionaria, se realizará en forma instantánea o por períodos de tiempo, como –por ejemplo- un año. Lo anterior es relevante, pues la distribución no instantánea podría dar espacio a posibles compensaciones entre las consultantes. Así, recomienda que el precio de transferencia sea igual al costo marginal horario del CDEC, o alternativamente que se fije un precio de transferencia *a priori*, de forma transparente y objetiva.

Ganadera Río Cochrane, por su parte, ha hecho presente a través del informe acompañado a fojas 523 que la creación de la alianza provee a sus miembros de un potencial mecanismo para transferencias entre las consultantes, lo que facilitaría la mantención de acuerdos explícitos o tácitos.

Incluso, el informe económico acompañado por una de las consultantes, Colbún, a fojas 871, reconoce el potencial riesgo asociado al precio de transferencia de la energía, pues éste podría ser considerado como una señal para acordar precios en las licitaciones de suministro en que Endesa y Colbún participan.

Señala el mismo informe que, con el objeto de no incrementar el riesgo de colusión o señalización para las licitaciones de suministros, los precios de transferencia deben ser fijados de manera tal que no dependan de la política comercial ni de Colbún ni de Endesa, que no puedan ser manipulados por estas empresas en el tiempo, ya sea programando según su propia conveniencia el mantenimiento de las centrales, sean las de Hidro Aysén o las propias de Colbún y/o Endesa, o manipulando el despacho eficiente que realiza el CDEC; que no puedan manipular de forma negativa el plan de obras que cada seis meses determina la CNE; y que sea un precio conocido y definido sobre la base de un mecanismo transparente para el mercado, en cuanto a cómo se construye y obtiene su valor, y que refleje el costo de oportunidad.

En cualquier caso, la información acompañada por las consultantes en el expediente a este respecto es incompleta y, así, este Tribunal no cuenta con los antecedentes

necesarios para determinar si el esquema de precios de transferencia presentará o no riesgos para el libre funcionamiento de este mercado. Como se aprecia en el pacto de accionistas de HidroAysén y en el borrador de contrato de compraventa de potencia y energía, documentos acompañados a fojas 483, las consultantes no han acordado aún la metodología de cálculo ni los valores de los precios piso y techo que se proponen para determinar el precio de transferencia.

9.4. Riesgos por concentración en la titularidad de derechos de aprovechamiento de aguas con aptitud hidroeléctrica.

Tal como ya ha sido declarado por la Comisión Preventiva Central, en su Dictamen N° 991, el año 1996, y por este Tribunal en su Resolución N° 18 (considerando 20°), el año 2006, *“corresponde a la institucionalidad de defensa de la libre competencia cautelar que la asignación de los recursos hídricos nacionales garantice el acceso abierto a éstos en condiciones razonables y no discriminatorias, especialmente cuando constituyan insumos esenciales para determinadas actividades económicas en donde la competencia es posible”*.

Asimismo, como se señaló al describir la actual distribución de derechos de aprovechamiento de aguas, tanto a nivel nacional como en la zona de Palena y Aysén las consultantes no sólo concentran más del 90% de los derechos otorgados con capacidad hidroeléctrica en la zona, sino que, además, mantienen solicitudes pendientes por al menos 948 m³/s en las principales cuencas de la Región de Aysén, en las que, a su vez, hay derechos concedidos y solicitudes en trámite de terceros que podrían desarrollar proyectos de generación que compitan con HidroAysén.

Según lo expuesto tanto por Colbún como por Endesa en sus presentaciones de fojas 31 y 4, respectivamente, existen costos fijos relevantes en la construcción de las centrales de una cuenca –como una infraestructura común que incluye caminos, poblaciones, puertos, aeródromos, entre otros-, los que hacen que construir todas las centrales de una sola vez pueda ser la variable determinante en la viabilidad económica del proyecto. De hecho, esta es una de las eficiencias argumentadas por las consultantes, tal como se señala en el informe acompañado a fojas 871.

Por consiguiente, aunque se asignen en el corto plazo los derechos solicitados por terceros en las cuencas señaladas, es probable que no puedan ser explotados sin algún grado de coordinación entre los titulares de derechos de cada cuenca, por lo que se presenta un riesgo relevante de que Endesa obstaculice, por esta vía, el desarrollo de otros proyectos hidroeléctricos en la zona que puedan competir con HidroAysén.

10. EFICIENCIAS DERIVADAS DE LA OPERACIÓN CONSULTADA.

El estándar en materia de operaciones como la consultada, que pueden afectar la intensidad de competencia en el mercado relevante, consiste en ponderar, como eficiencia producida por la operación, sólo aquellas reducciones en costo que no se pueden lograr de otra forma, por ejemplo, con otro socio. Si bien la operación consultada en autos no tiene por efecto reducir el número de competidores en el mercado, sí conlleva los riesgos a que se ha hecho referencia en la sección 9, precedente, por lo que resulta relevante analizar las eficiencias propias de la operación que podrían compensar tales riesgos.

Las eficiencias específicas originadas por la alianza o asociación entre Endesa y Colbún -y no por el Proyecto HidroAysén en sí mismo-, argumentadas por las consultantes, son, como se señaló, la antelación en el desarrollo del proyecto, la liberación de recursos para que ambas empresas emprendan inversiones en otros proyectos de generación, la desconcentración de derechos de agua, y el acceso de Colbún a generación de energía de base.

A juicio de este Tribunal, el argumento de que el proyecto se adelantaría a causa de la concreción de la alianza o asociación no es claro. Por un lado, como ya se expuso en la sección 6, al estar aliados los dos principales oferentes del mercado, y eliminándose así la presión competitiva para hacer el proyecto, existe la posibilidad de que éste se posponga. Si bien Colbún no tiene derechos de agua en Aysén, podría entrar al mercado comprando derechos o asociándose con otro titular. Por otra parte, el argumento de que, al aliarse Endesa con otro actor que enfrenta condiciones financieras más ventajosas, se reduce la tasa de costo de capital del proyecto, resulta igualmente válido para cualquier otro potencial socio que tenga buen acceso al crédito, sin que conlleve los mismos riesgos que en esta Resolución se describen. Es decir, la ventaja financiera que proporciona la participación de Colbún en el Proyecto HidroAysén podría ser equiparada o superada por otro socio.

Por otra parte, es difícil pensar que las consultantes, por su tamaño y prestigio, enfrenten problemas para financiar proyectos rentables en el área de la generación eléctrica. Así, el argumento de que al ir juntos liberarán recursos para implementar otros proyectos tampoco es específico a la alianza o asociación Endesa-Colbún.

Así, el argumento más atendible de sinergias en esta operación, específico a las consultantes, es la experiencia que ambas tienen en el desarrollo de proyectos hidroeléctricos. Sin embargo, no puede olvidarse que esta característica también debe considerarse dentro de las amenazas competitivas de la operación consultada y que,

además, no es posible cuantificar cuánto incidiría en los costos, ni menos si esta reducción se traspasaría a los precios finales de electricidad. No obstante, es atendible el hecho que esta asociación, por incluir a un socio local, como se argumenta a fojas 1179, puede encontrar menores obstáculos y riesgos en su desarrollo que otro tipo de alianzas.

En síntesis, las consultantes no han proporcionado datos relevantes para cuantificar y evaluar el impacto real de estas eficiencias, ni su efectivo traspaso a los consumidores, por lo que no es posible considerarlas cabalmente como mitigantes de los riesgos a la competencia identificados en esta Resolución.

11.CONDICIONES REQUERIDAS PARA LA APROBACIÓN DE LA OPERACIÓN CONSULTADA.

Atendidas las amenazas a la libre competencia determinadas por este Tribunal en la sección 9, precedente, no cabría sino concluir que la operación entre Endesa y Colbún, de aprobarse lisa y llanamente en los términos solicitados, incrementaría dichos riesgos y, en especial, el de que tales empresas coordinen, tácita o explícitamente, sus futuras conductas e inversiones y, en consecuencia, posterguen estas últimas. En particular, si se postergan inversiones que constituyan tecnologías de base, como es el caso de las hidráulicas con alto factor de planta, se restringiría la oferta de energía de menor costo operacional y, con ello, se alteraría la determinación de precios a nivel de generación. Esto es especialmente relevante si se tiene presente las dificultades a la entrada de centrales de generación de energía de base establecidas en esta Resolución, y las particulares características hidrológicas de la zona de Palena y Aysén, a diferencia del potencial hidroeléctrico del resto del país.

En consecuencia, este Tribunal debe analizar si, a pesar de tales riesgos, es posible aprobar la operación consultada, pero sometida a condiciones que mitiguen los probables efectos anticompetitivos antes referidos.

11.1.En cuanto al riesgo por concentración en la titularidad de derechos de aprovechamiento de aguas con aptitud hidroeléctrica.

Este Tribunal es de opinión que la mayor factibilidad de entrada en el segmento de generación con tecnologías de base produciría los incentivos adecuados para evitar -o al menos mitigar- los riesgos de coordinación y de retardo estratégico de inversiones, en los términos ya descritos, y que la desconcentración de los derechos de aguas en las zonas de Palena y Aysén constituye un mecanismo apropiado para facilitar la

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

entrada de terceros al segmento de generación descrito, por lo que corresponde establecer condiciones a la operación consultada en este sentido.

Así, este Tribunal estima que la competencia en el segmento de generación podría aumentar si se liberasen derechos de agua no utilizados en posesión de Endesa, y que no se encuentran asociados a proyectos hidroeléctricos en ejecución, los que podrían ser explotados por terceros. Lo anterior, por cuanto es posible esperar una mayor entrada –o una entrada más cercana en el tiempo- de centrales hidroeléctricas de base si los derechos de agua necesarios se encuentran en manos de empresas que tienen menos participación en el segmento hidroeléctrico, como ya se planteó en la sección 6 de esta resolución.

Por otro lado, la DGA ha sugerido –en sus informes de fojas 2017 y 2065- que se imponga como condición de la operación bajo análisis que Endesa se desprenda de derechos constituidos y solicitudes pendientes en los ríos Futaleufú, Figueroa e Ibañez; y que se establezca a esa empresa y sus relacionadas la prohibición de adquirir nuevos derechos de aprovechamiento de aguas en la provincia de Palena y la XIª Región, excepto los indispensables para llevar a cabo medidas de compensación ambiental por el Proyecto HidroAysén. Además, ha solicitado se considere una recomendación para la eliminación de la exención establecida en la Ley N° 20.017 para la zona, respecto de la patente por no uso de las aguas, argumentando que las circunstancias consideradas por el legislador al momento de establecerla han variado considerablemente, adelantándose el desarrollo de los proyectos hidroeléctricos en la zona.

Si bien este Tribunal concuerda con que la operación consultada implica los riesgos ya señalados, generados por la concentración de derechos de aguas en la zona, estima que cualquier condición que sea considerada como necesaria para mitigar los riesgos de una operación sometida a su conocimiento, sólo debe extenderse en tanto sea esencial para lograr dicho objetivo, y no corresponde que sea establecida como una compensación o gravamen que no tenga por objeto, en este caso, reducir las barreras de entrada a un determinado segmento de generación hidroeléctrica. Por tal razón, dichos riesgos deben ser mitigados desconcentrando los derechos de aguas otorgados y solicitudes pendientes que posee Endesa en aquellas cuencas y subcuencas en las que puede efectivamente presentarse el riesgo señalado, en particular, en las cuencas de los ríos Palena (donde se ubica el río Figueroa) y Aysén, y la subcuenca del río Ibañez.

Por otra parte, respecto de la exención sobre la patente por no uso de las aguas establecida para la zona, es pertinente reiterar lo señalado en el considerando 13º de la Resolución N° 18 de este Tribunal, en el sentido que *“la condición señalada en el artículo 129 bis 9 del mismo Código, que exime del pago de la patente cuando existan*

obras de captación y, en su caso, de restitución, o que hubieran estado sujetos a turno o reparto proporcional por decisión de la organización de usuarios correspondiente, posibilitaría, a juicio de este Tribunal y, como se afirma en el informe de fojas 253, la elusión de la carga pecuniaria diseñada para incentivar su asignación eficiente. En consecuencia, la patente establecida por la Ley N° 20.017 tampoco altera significativamente las circunstancias existentes al tiempo de emitirse el Dictamen N° 992.”.

11.2. En cuanto a los riesgos asociados al diseño exclusorio de la línea de transmisión por parte de las consultantes.

Para que efectivamente se incremente la disputabilidad del segmento de generación hidráulica de base, la desconcentración de derechos de aguas debe ir asociada a la posibilidad real de contar con acceso abierto a la infraestructura de transmisión, en cuanto ello fuere posible, en caso de ser requerida por un tercero para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos en la zona.

Tal como se ha analizado, este Tribunal considera que existe un riesgo relevante de que las consultantes utilicen la línea de transmisión asociada al Proyecto como una barrera u obstáculo a la instalación de otras centrales hidroeléctricas de base en la zona, llevando a que, en los hechos, resulte inoperante el régimen de acceso abierto establecido para determinadas líneas de transmisión adicional.

Por lo anterior, y dados los riesgos a la libre competencia que generaría la realización conjunta del proyecto por Colbún y Endesa, para la aprobación de la operación consultada es necesario establecer determinadas condiciones mínimas relativas a la línea de transmisión, de forma tal que el régimen de acceso abierto al que estará sujeta ésta, según establece la LGSE, no se vea restringido por decisiones de las consultantes con respecto a su dimensionamiento y operación, siempre que exista la posibilidad técnica de hacerlo y un interés real por parte de terceros interesados a acceder a dicha infraestructura.

En ese sentido, las consultantes deberán proceder al diseño y construcción de la línea de transmisión que conectará las centrales con el SIC mediante un procedimiento que garantice, en la medida de lo posible, un efectivo acceso abierto a terceros, y no restrinja el acceso de éstos al mercado, debiendo definirse previamente su dimensionamiento óptimo, como se determinará en lo resolutivo.

11.3. En cuanto a los riesgos asociados a una disminución en la intensidad de la competencia en las licitaciones de suministro a las distribuidoras.

Respecto al riesgo de una disminución en la intensidad de la competencia en las licitaciones de suministro a las distribuidoras, se debe tener presente que, si bien la operación consultada crea instancias adicionales para reunirse, concertar precios y transferir beneficios entre ambas empresas, es posible mitigar tal riesgo incrementando la factibilidad de la entrada de nuevos agentes a la industria en estos procesos de licitación, lo que dificultaría en la práctica el éxito de esta estrategia colusiva, y establecer resguardos con el objeto que el precio de transferencia entre HidroAysén y las consultantes no pueda ser utilizado por éstas como un mecanismo de compensación ni como una señalización de precios al mercado con efectos contrarios a la libre competencia.

Para lograr lo anterior, además de posibilitar el acceso efectivo a derechos de aprovechamiento de aguas y a las instalaciones de transmisión que operen bajo el régimen de acceso abierto, es necesario velar por la transparencia y competitividad de las licitaciones de suministro a distribuidoras, estimando este Tribunal que es conveniente aumentar el plazo de antelación de la convocatoria a las licitaciones, considerando un término que permita efectuar los estudios de factibilidad, de impacto ambiental, y otros que sean requeridos, de modo que se incentive la entrada de nuevos generadores.

Sin perjuicio de lo anterior, este Tribunal estima que si bien existen condiciones para una posible colusión o coordinación entre las consultantes para alterar los resultados competitivos de dichas licitaciones, éste riesgo no es incrementado en forma relevante por su participación en un proyecto en conjunto, a menos que sean capaces de utilizar a la sociedad HidroAysén S.A. como una vía para transferir compensaciones entre una u otra empresa.

Lo anterior puede ser en alguna medida mitigado si se restringe la posibilidad de utilizar el precio de transferencia como mecanismo de pago de compensaciones, como se señala a continuación, e incrementando la disputabilidad en el mercado de la generación mediante la disminución de las barreras a la entrada al segmento de hidroelectricidad de base –según ya se expuso- y la ampliación de los plazos considerados para la licitación de suministro a las distribuidoras, de manera de posibilitar el ingreso de nuevos competidores.

11.4. En cuanto a los riesgos asociados al mecanismo de precios de transferencia de energía entre HidroAysén y las consultantes.

Respecto de los riesgos que presenta el mecanismo de precios de transferencia de energía entre HidroAysén y las consultantes, según lo analizado precedentemente, los términos en que se encuentra establecido en la cláusula undécima del pacto de accionistas suscrito entre éstas –que rola a fojas 1 del cuaderno de documentos confidenciales y cuya versión pública fue acompañada a fojas 483- presenta una indefinición significativa respecto de su contenido, y sujeta la determinación del precio a futuros acuerdos entre las consultantes, por lo que no es posible que este Tribunal se pronuncie respecto de si dicho mecanismo infringe o no las normas que resguardan la libre competencia.

Sin perjuicio de lo anterior, los posibles riesgos que presenta el precio de transferencia, tal como se analizó, pueden ser mitigados si HidroAysén se mantiene efectivamente como un “centro de costos”, o el cálculo del precio se realiza en forma instantánea y según un procedimiento previamente determinado, transparente, y que mantenga en todo momento las participaciones establecidas en el Pacto de Accionistas suscrito por las consultantes.

En efecto, este Tribunal estima que es necesario que el precio de compraventa de la energía y potencia entre HidroAysén y las consultantes no dé espacio a transferencias compensatorias entre Colbún y Endesa, lo que podría ser utilizado para la mantención de eventuales acuerdos colusivos tanto en las licitaciones como en la coordinación de inversiones. Para lograr este objetivo, existen dos opciones posibles para la fijación de dicho precio.

La primera opción es que el precio de compraventa de la energía y potencia producida por HidroAysén sea tal que trate a las centrales del proyecto como un “centro de costos” y no como un “centro de utilidades”. Es decir, HidroAysén debería percibir solamente ingresos suficientes para cubrir los costos asociados a la generación de energía en las centrales del Proyecto.

A juicio de este Tribunal, el precio de transferencia de la energía y potencia más concordante con esta definición es el costo de operación y mantenimiento más una anualidad correspondiente al financiamiento de las inversiones involucradas. De esta forma, HidroAysén sería una unidad productiva que contaría con financiamiento garantizado de su operación y que no acumularía utilidades para posteriormente ser repartidas entre las consultantes.

La segunda opción es determinar un precio variable de la energía, que podría generar utilidades para HidroAysén. Si se elige un precio variable, éste deberá ser determinado

de forma transparente, y cobrado a las consultantes en base a los porcentajes establecidos en el Pacto de Accionistas, y en función de la transmisión de energía en cada momento del tiempo. De esta forma, la fijación del precio no deberá dar espacio a transferencias compensatorias entre Colbún y Endesa.

Dado que las consultantes no han acordado aún la fórmula o definición de dichos precios de transferencia, se estima necesario que éstas presenten a la Fiscalía Nacional Económica los contratos definitivos de compraventa de energía y potencia que contengan la definición del precio de transferencia, de acuerdo a los criterios señalados en esta resolución.

11.5. En cuanto al riesgo de disminución de la competencia entre las consultantes al conformarse una plataforma común en el CDEC.

Tal como se indicó en la sección 6 de esta Resolución, la mayor semejanza en los portafolios de generación que conlleva la operación consultada podría atenuar la rivalidad que Endesa y Colbún han registrado en los últimos años. Esta menor rivalidad podría afectar la operación eficiente del sistema interconectado a través del eventual uso estratégico de los Manuales de Procedimiento, o bien de la entrega de información distorsionada, lo que sería posible ante una menor intensidad del monitoreo mutuo, tanto dentro del CDEC como en cuanto competidores en el segmento de generación de electricidad.

Al respecto, aún se encuentra en discusión el proyecto de reglamento relativo a la conformación y operación de los CDEC, en el que se determinará el modo de nombramiento de los miembros de sus Directorios y las facultades de los Directores de Operaciones y de Peajes, materias especialmente relevantes para mantener la intensidad del monitoreo mutuo entre empresas eléctricas.

Si bien no es posible proyectar la conformación del Directorio del CDEC-SIC a la fecha en que efectivamente sea promulgado el Reglamento, ni a la fecha en que HidroAysén ingresaría al mismo, este Tribunal estima necesario hacer presente y recomendar, de acuerdo con las facultades que le confiere el artículo 18 N° 4 del DL N° 211, la adopción de determinados resguardos normativos para evitar que se materialice el riesgo señalado en las consideraciones precedentes, por cuanto resulta imprescindible que Endesa y Colbún tengan contrapesos en el Directorio del CDEC.

Así, se recomendará establecer normas apropiadas para garantizar una adecuada conformación de éste, la efectiva autonomía de los Directores de Operaciones y de

Peajes, y que se incluya en el mismo reglamento los requisitos y procedimiento para que los integrantes del CDEC sometan sus discrepancias al Panel de Expertos.

11.6. Conclusión.

En síntesis, si las consultantes desean llevar adelante la operación sometida al conocimiento de este Tribunal, deberán cumplir con las condiciones que se establecen en lo resolutivo, las que están relacionadas de modo tal que deben ser cumplidas copulativamente, en consideración al objetivo de incrementar la disputabilidad del segmento de generación de energía de base, como vía idónea para mitigar los riesgos que genera la operación consultada.

Todo lo anterior sólo comprende los actos y hechos objeto de esta consulta, en los términos planteados por Endesa a fojas 4 y por Colbún a fojas 31, y no se extiende a futuras modificaciones o expansiones del Proyecto que alteren las circunstancias o antecedentes tenidos en consideración en esta Resolución, así como tampoco se extiende a otros proyectos que ambas empresas decidan realizar en conjunto.

III) RESOLUCIÓN DEL TRIBUNAL

Atendido el mérito de la consulta, las consideraciones precedentes, y de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 2º, 17 C Nº 2, y 18 d el Decreto Ley Nº 211, modificado por la Ley Nº 19.911, este Tribunal

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR la operación consultada por la Empresa Nacional de Electricidad S.A., a fojas 4, y COLBUN S.A.; a fojas 31, respectivamente, **SIEMPRE QUE SE DÉ CUMPLIMIENTO COPULATIVAMENTE A LAS SIGUIENTES CONDICIONES:**

CONDICIÓN N° 1:

- 1.1. Los contratos que HidroAysén, Endesa o Colbún celebren con alguna empresa de transmisión para la elaboración del diseño final de la línea asociada al Proyecto deberán estipular un período de a lo menos seis meses para recibir solicitudes de terceros interesados en disponer de capacidad de transmisión de la línea;

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

- 1.2. Dichos contratos deberán ser públicos, y no podrán establecer limitaciones ni restricciones para que la empresa de transmisión disponga -en caso de existir terceros con disposición a pagar por ello, o que la propia empresa de transmisión esté dispuesta a asumir su costo-, el diseño y construcción de la línea con una capacidad superior a la requerida por HidroAysén, o para ampliaciones de la misma;
- 1.3. Las condiciones y garantías de seriedad que se exijan a terceros interesados en comprometer y financiar capacidad de transmisión deberán ser generales, objetivas, transparentes, no discriminatorias y proporcionales al costo del diseño del proyecto;
- 1.4. En caso que las consultantes, HidroAysén S.A., o cualquiera de sus filiales, coligadas o relacionadas, sean propietarias del total o de una parte del sistema de transmisión, éstas deberán constituir una nueva sociedad al efecto, la que deberá regirse por las normas de las sociedades anónimas abiertas;
- 1.5. El precio por la infraestructura y transporte de electricidad que deban pagar terceros que hubiesen contratado capacidad de transmisión, deberá ser establecido sobre la base de criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios respecto del pagado por HidroAysén y cumplir, en lo pertinente, con lo dispuesto en el artículo 113 del Decreto con Fuerza de Ley N° 4 de 2007, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos; y,
- 1.6. Los contratos entre HidroAysén, la empresa transmisora y/o terceros que hubiesen contratado capacidad de transmisión, deberán establecer que las controversias que surjan entre las empresas, con motivo de la implementación del acceso abierto a la línea de transmisión, se someterán al arbitraje del Panel de Expertos, según las atribuciones establecidas en los números 10 y 11 del artículo 208 del Decreto con Fuerza de Ley N° 4 de 2007, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos;

CONDICIÓN N° 2:

- 2.1. Las consultantes deberán, con a lo menos dos meses de antelación al vencimiento del periodo señalado en la condición 1.1., precedente, haber enajenado o renunciado a los derechos de aprovechamiento de aguas de que sean titulares directos o a través de sus filiales, relacionadas o coligadas, así como a las solicitudes pendientes de éstos, en las cuencas de los ríos Palena y Aysén, y en la subcuenca del río Ibañez;

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

2.2. Las enajenaciones de derechos a que se refiere el numeral 2.1., precedente, no podrán efectuarse a personas naturales o jurídicas filiales, coligadas ni relacionadas con cualquiera de las consultantes, sea directa o indirectamente; y,

2.3. Las consultantes, HidroAysén S.A., o sus filiales, coligadas o relacionadas, según corresponda, deberán consultar ante este Tribunal en forma previa a la adquisición o solicitud de nuevos derechos de aprovechamiento de aguas en las cuencas señaladas en el numeral 2.1., precedente, hasta la fecha de entrada en servicio de la última central del proyecto consultado;

CONDICIÓN Nº 3:

Las consultantes deberán presentar a la Fiscalía Nacional Económica los contratos definitivos de compraventa de energía y potencia de Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. a ENDESA y Colbún que contengan la definición del precio de transferencia entre éstas. Este precio deberá ser establecido o bien como centro de costos, o bien de forma horaria en relación a la transmisión instantánea de energía y sobre la base de los porcentajes establecidos en el Pacto de Accionistas suscrito entre ENDESA y Colbún con fecha 10 de octubre de 2006;

CONDICIÓN Nº 4:

Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. deberá mantenerse como sociedad anónima abierta, o cerrada sujeta a las normas de las sociedades anónimas abiertas, mientras Endesa y Colbún mantengan participaciones accionarias en ella;

SEGUNDO: De acuerdo con las facultades establecidas en el artículo 18 Nº 4 del D.L. Nº 211, **proponer a la Sra. Presidenta de la República**, a través del Sr. Ministro de Energía, lo siguiente:

1. Considerar en el Reglamento de los Centros de Despacho Económico de Carga actualmente en estudio, un mecanismo que asegure un efectivo monitoreo, por parte de otros generadores, a la actuación de las consultantes y sus empresas relacionadas; y,
2. Disponer que en la norma reglamentaria correspondiente, el plazo de antelación con que las concesionarias de servicio público de distribución deberán llamar a las licitaciones del suministro de energía para abastecer a sus clientes regulados, según lo señalado en el artículo 131 del DFL Nº 4 de 2007, sea adecuado y suficiente para obtener las autorizaciones y permisos que se requieran para participar en dichas licitaciones.

REPUBLICA DE CHILE
TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA

Notifíquese. Transcríbese al Sr. Ministro de Energía. Archívese en su oportunidad.

Pronunciada por los Ministros Sr. Eduardo Jara Miranda, Presidente, Sra. Andrea Butelmann Peisajoff, Sr. Radoslav Depolo Razmilic, Sr. Tomás Menchaca Olivares y Sr. Julio Peña Torres. Autorizada por el Secretario Abogado Sr. Javier Velozo Alcaide.