

**EN LO PRINCIPAL: APORTA ANTECEDENTES. EN EL PRIMER OTROSI: SE TENGA PRESENTE Y POR ACOMPAÑADO LEGAJO DE DOCUMENTOS, BAJO RESERVA. EN EL SEGUNDO: PATROCINIO Y PODER.**

## **HONORABLE TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA**

**ENRIQUE VERGARA VIAL, FISCAL NACIONAL ECONOMICO**, en autos acumulados Rol NC 134-06 sobre consultas de EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A. y de COLBÚN S.A., sobre asociación conjunta de ambas empresas relativa a la construcción y explotación de cinco plantas hidroeléctricas en la XI Región, al Honorable Tribunal con respeto digo:

De conformidad con lo resuelto a fojas 119 y con lo dispuesto en el artículo 31, numeral 1) del Decreto Ley N° 211, vengo en aportar los siguientes antecedentes acerca de la operación consultada.

### **I. ANTECEDENTES.**

#### **1. La Consulta.**

1.1 Con fecha 17 de mayo de 2006 la Empresa Nacional de Electricidad S.A., en adelante "Endesa", formuló una consulta ante ese H. Tribunal en la que solicita declarar que la construcción y explotación conjunta en la XI Región, por Endesa y Colbún S.A., en adelante "Colbún", de cinco centrales hidroeléctricas que conforman el denominado Proyecto Aysén, constituye una operación que se ajusta a las normas sobre libre competencia contenidas en el DL N° 211.

A su presentación, Endesa acompaña, bajo estricta reserva y confidencialidad, copia de un documento denominado "Memorando de Entendimiento", con sus Anexos, suscrito al efecto por Endesa y Colbún, en el cual, señala, se contienen las bases del acuerdo entre ambas empresas para el desarrollo conjunto del Proyecto Aysén.

Ese H. Tribunal, mediante oficio ORD. N° 158, de fecha 18 de mayo pasado, puso en conocimiento de esta Fiscalía Nacional Económica la referida consulta, para los efectos de que pueda aportar antecedentes de conformidad con lo prescrito en el artículo 31, numeral 1) del Decreto Ley N° 211.

1.2 El 18 de mayo pasado Colbún consultó también ante ese H. Tribunal el Proyecto Aysén, solicitando que en mérito de los antecedentes que se alleguen en este procedimiento, tenga a bien “declarar que la decisión final que adopten Endesa y Colbún, luego de completados los actos preparatorios en ejecución, de materializar - construir y explotar- las centrales de generación que conforman el “Proyecto Aysén”, en los términos definidos, se ajustan a las disposiciones sobre libre competencia contempladas en el D.L. N° 211, de 1973.”

Colbún igualmente acompañó a su consulta copia del Memorando de Entendimiento celebrado con Endesa, con sus Anexos, señalando que el mismo sienta las bases para la participación en forma conjunta en el desarrollo, financiamiento y propiedad del proyecto y la posterior construcción y explotación también conjunta del mismo, que comprende hasta cinco centrales hidroeléctricas en la XI Región, con una capacidad estimada de 2.355 MW, que representan una unidad productiva común de Colbún y Endesa, para el desarrollo independiente en sus respectivos negocios. Colbún además adjuntó copias de los comunicados sobre “Hechos Esenciales” respecto del Proyecto Aysén, de fecha 26 de abril de 2006, enviados por Endesa y Colbún a la Superintendencia de Valores y Seguros y a las Bolsas de Valores.

1.3 El Proyecto Aysén contempla el desarrollo conjunto de todas las tareas vinculadas al financiamiento, construcción y operación de las cinco centrales generadoras que lo componen, por medio de una nueva sociedad anónima cerrada, denominada aquí “NEWCO”, que las empresas Endesa y Colbún constituirían en calidad de únicos accionistas y que someterían, para fines de transparencia, a la normativa de las sociedades anónimas abiertas, una vez cumplidas las condiciones suspensivas convenidas en el Memorando de Entendimiento, que dicen relación con un proceso de *due diligence* que realizará Colbún, con acuerdos referidos a los contratos de aportes, pactos de accionistas y otros contratos relevantes.

Las cinco centrales generadoras del Proyecto, serían sólo unidades productivas, por cuanto el total de la energía que produzcan será entregada por NEWCO a Endesa y Colbún, en proporción a sus participaciones accionarias, 51% y 49%, respectivamente, descontándose del total de la producción y por el término de 30 años, un 12,3% de la

energía, como contraprestación a Endesa por la transferencia a NEWCO de derechos de agua no consuntivos de que Endesa es titular en la XI Región, los cuales se utilizarán para operar las centrales.

Endesa y Colbún, de manera autónoma e independiente la una de la otra, comercializarán dicha energía y potencia en el mercado eléctrico nacional conforme a sus propias y autónomas estrategias comerciales, acordes con la legislación vigente.

1.4 El Memorando de Entendimiento y sus Anexos, según lo expuesto, contiene las bases del acuerdo suscrito entre ambas empresas para el desarrollo conjunto del Proyecto Aysén.

1.4.1. En su comunicación a la Superintendencia de Valores y Seguros, como hecho esencial, del Acuerdo del Directorio que autoriza celebrar el Memorando, Endesa señaló que el documento tiene como objetivo fundamental estipular los acuerdos básicos y criterios generales a que han llegado las partes para la suscripción, en su caso, en el más breve plazo, en lo posible no después del 31 de agosto de 2006 y previo proceso de *due diligence* que llevará a cabo Colbún, de los contratos, pactos y demás instrumentos jurídicos que permitan llevar adelante la iniciativa en forma conjunta por ambas empresas.

1.4.2. Por su parte, Colbún, en su comunicación a la misma Superintendencia del hecho esencial, reafirma aspectos reseñados por Endesa y concluye expresando que: “Finalmente, se hace presente que a la fecha no es posible determinar los efectos que tendrá para Colbún la implementación del acuerdo suscrito, por cuanto la ejecución del proyecto, las características de las centrales, cronograma de construcción y sus respectivas fechas de puesta en marcha están condicionadas al desarrollo y ejecución de los estudios de ingeniería, ambientales y otros, como asimismo a las respectivas aprobaciones ambientales y demás que correspondan a la institucionalidad vigente.”

1.5 La Fiscalía solicitó a diversas entidades y empresas que participan, regulan, tienen antecedentes o relación con la industria de la energía en sus segmentos de generación, transmisión y distribución, proporcionar antecedentes necesarios, y/o informar respecto de la Alianza consultada y de los efectos que ella pueda tener en el mercado eléctrico, la competencia y los precios de la energía.

En el primer otrosí de esta presentación se resume la información proporcionada por las empresas generadoras y distribuidoras y por la Asociación Gremial que las agrupa. Se acompañan también copias íntegras de sus comunicaciones.

## 2. Operación de concentración.

En opinión de esta Fiscalía, se entiende por operación de concentración, la adquisición o establecimiento, directa o indirectamente, por una o más personas, sea por compra, arrendamiento, participación en activos, asociación u otras figuras análogas, o por la combinación de cualquiera de las anteriores, del control total o significativo en todo o parte de los negocios de un competidor, proveedor o comprador, o por la creación de sociedades de propiedad común.

### 2.1. El Joint Venture consultado.

La operación consultada contempla el desarrollo y ejecución conjunta, por Endesa y Colbún, de todas las tareas vinculadas al financiamiento, construcción y operación de 5 centrales hidroeléctricas con una capacidad total aproximada de 2.355 MW:

Tabla N°1: Centrales a construir por el Joint Venture

Río	Nombre	Potencia [MW]	Puesta en Servicio
Salto	Salto	25	2011
Baker	Baker 1	680	2012
Pascua	Pascua 2	900	2014
Pascua	Pascua 1	450	2016
Baker	Baker 2	360	2018

Fuente: Información Empresas.

El proyecto Aysén representará una cantidad equivalente a entre un 13% y un 15% de la capacidad total del SIC para el año 2018<sup>1</sup>. Esta iniciativa se espera que sea materializada a través de la creación de una sociedad anónima cerrada (NEWCO) que, a efectos de dotarla de mayor transparencia, se sujetará a las normas de las sociedades anónimas abiertas y cuyas acciones se distribuirán en un 51% para ENDESA y un 49% para COLBÚN.

<sup>1</sup> La potencia instalada del SIC es de 8250 MW. Se espera que para el 2018 la potencia instalada supere los 16000 MW.

El acuerdo se presenta como una asociación en la producción, pero con independencia en la comercialización, vale decir, la energía producida por las Centrales Hidroeléctricas que construirá y operara NEWCO será transferida por ésta directamente a ENDESA y COLBÚN para su comercialización libre, separada e independiente por cada una de estas empresas, mediante transferencias a otras generadoras, a empresas distribuidoras o a clientes libres. De ese modo, salvo respecto de las transferencias de energía y potencia a ENDESA y COLBÚN, NEWCO limitará sus actividades a funciones productivas sin función comercial alguna.

Con todo, este proyecto supone el cumplimiento previo de diversas condiciones suspensivas en las que se destacan la finalización de un proceso de *due diligence* del proyecto que realizará Colbún, el acuerdo de las partes de los textos definitivos de los contratos que regirán su relación contractual en relación con esta materia, que incluyen contratos de aportes de Endesa, pactos de accionistas y otros contratos relevantes para la formalización de la nueva empresa.

Adicionalmente resulta necesaria la realización de estudios de factibilidad, hidrológicos y de impacto ambiental, los cuales se ejecutarán durante los años 2006 y 2007 e incluyen la elaboración de una línea base y un estudio de impacto ambiental, así como la preparación de un anteproyecto de ingeniería referente al sistema de transmisión eléctrico.

Las consultantes informan que una de las razones principales de este acuerdo es la posibilidad de compartir los riesgos envueltos en una iniciativa de la envergadura del proyecto AYSÉN, con inversiones estimadas en más de US\$ 4 mil millones.

Por otra parte, la circunstancia de compartir con un tercero, como COLBÚN, el financiamiento del proyecto, permitiría a ENDESA el desarrollo de otros proyectos eléctricos, al liberarse recursos para su ejecución, de modo tal que la realización conjunta de esta inversión no será obstáculo para que cada una de esas empresas continúe ejecutando nuevas actividades de generación por separado.

## 2.2. Regulación Comparada de Joint Ventures.

### a. Unión Europea

En un principio, la normativa comunitaria distinguía, en función de la naturaleza de la empresa en participación, entre aquellas que podían ser asimiladas a concentraciones (“concentrativas”) y las que, por el contrario, se deben tratar como meras cooperaciones (“cooperativas”). Las primeras serían controladas por la normativa de concentraciones y las segundas, según la normativa de control de conductas, en especial, prácticas colusorias, artículo 81 del Tratado de la UE.

La empresa en participación, para ser considerada “concentrativa”, debería reunir dos requisitos: plenas funciones y ausencia de riesgo de coordinación. La ausencia de cualquiera de dichos requisitos hace que la empresa en participación fuera considerada como una cooperación.

El requisito de plenas funciones se satisfacía cuando la empresa en participación “desempeña sobre una base duradera todas las funciones de una entidad económica autónoma, independiente”. Una empresa en participación donde se comparte el riesgo por sus matrices sería definida como de “plenas funciones” si tenía “suficiente capital financiero y otros recursos incluyendo finanzas, el personal y los activos (tangibles e intangibles) para funcionar una actividad económica sobre una base duradera”. Para que se cumpla el requisito, entonces, debía concurrir estos dos: i) estatus de operador independiente; ii) autonomía funcional; y, iii) vocación de permanencia<sup>2</sup>.

Sin embargo, a partir de los últimos reglamentos europeos de control de operaciones de concentración se permite realizar una diferente taxonomía desde un punto de vista sustantivo que permite distinguir entre tres diferentes tipos de empresas en participación:

---

<sup>2</sup> Tanto la Comisión Europea (Comunicación de la Comisión relativa al concepto de empresa en participación con plenas funciones, DO C 66 de 2 de marzo de 1998), como el Servicio de Defensa de la Competencia de España (Elementos esenciales del análisis de concentraciones económicas por parte del SDC, apartado 3.2, en internet: [www.mineco.es/dgdc/sdc/guidelines.htm](http://www.mineco.es/dgdc/sdc/guidelines.htm)), han efectuado esfuerzos por precisar cuándo se da cumplimiento al requisito de plenas funciones.

- a. Plenamente concentrativas: valga lo dicho previamente para las “concentrativas” en cuanto a sus requisitos y normativa aplicable;
- b. Cooperativas: no cumplen el requisito de plenas funciones, siendo tratadas para todos los efectos como una modalidad de cooperación, rigiéndose por lo dispuesto en el artículo 81 del Tratado CE.
- c. Semiconcentrativas: cumplen con el requisito de plenas funciones pero implican un riesgo de coordinación. Su régimen es mixto. En principio se asimilan a las concentraciones, pero para el análisis de la compatibilidad de la operación con el mercado común, se distinguen los aspectos concentrativos de los cooperativos o de coordinación, analizándose cada uno de ellos según la respectiva normativa (concentraciones y/o acuerdos).

Así, se hablará de empresas en participación que no cumplen con el requisito de plenas funciones (en especial, ser operador independiente), cuando la empresa común desarrolle una actividad meramente auxiliar de las empresas matrices o únicamente una función concreta dentro de las actividades de las matrices, sin tener acceso al mercado, como por ejemplo, una empresa común dedicada solamente a producir para las matrices, o a comercializar los productos de las matrices.

Una consideración especial, respecto del carácter de operador independiente, se puede hacer en relación con la situación en que las empresas matrices de la empresa común se encuentran en mercados descendentes: Cuando una vez transcurrido el período inicial de puesta en funcionamiento, una proporción significativa de las ventas de la empresa en participación vayan destinadas a las matrices, habrá que examinar detalladamente si esas ventas se realizan en condiciones normales de mercado. Si no es así, la empresa en participación, salvo circunstancias excepcionales, no tendrá estatus de operador independiente.

Este tipo de joint ventures se observan bajo el artículo 81(1) del Tratado en donde se prohíben “acuerdos entre competidores que puedan afectar el comercio entre los estados miembros y los cuales tengan como objeto o efecto la prevención, restricción o distorsión de la competencia en un mercado común”<sup>3</sup>.

---

<sup>3</sup> En relación con los acuerdos de producción, se sostiene por algunos autores: “A la Comisión le preocupan principalmente dos cuestiones en relación con este tipo de acuerdos [de producción conjunta]. En primer lugar, que se produzca una coordinación de la conducta de las empresas parte del acuerdo. Mientras más asunción de costes en común y más homogéneo sea el producto, mayor riesgo existe de que se produzca coordinación por parte de las empresas que cooperan. En segundo lugar, que surjan problemas de exclusión de terceras empresas si existen relaciones

Con lo expuesto hasta aquí, podría concluirse que la operación consultada ante ese H. Tribunal configura un joint venture o empresas en participación, que no cumple el requisito de plenas funciones y, por ende, no es plenamente concentrativo. En efecto, la empresa producto de la colaboración, no llegaría directamente al mercado de las matrices, sino que sería una unidad productiva para éstas.

### **b. Estados Unidos**

Las agencias de competencia de EEUU, en conjunto, elaboraron en el año 2000 líneas directrices sobre acuerdos entre competidores<sup>4</sup>.

Los elementos de estas directrices que nos parecen pertinentes son los siguientes:

#### a) Definición de colaboración entre competidores:

El documento expresa que una colaboración entre competidores “competitor collaboration” comprende un conjunto de uno o más acuerdos, distintos a acuerdos de concentración, para emprender una actividad económica y la actividad económica resultante de dicho acuerdo. Entre los competidores en cuestión se consideran tanto los reales como los potenciales. Tales colaboraciones comprenden uno o más negocios tales como investigación y desarrollo (I&D), producción, marketing, distribución, ventas o adquisiciones. Los intercambios de información y diferentes actividades de las asociaciones empresariales pueden también caer bajo el concepto de colaboración entre competidores.

#### b) Distinción entre acuerdos de colaboración entre competidores y concentración horizontal. Reenvío a la Horizontal Mergers Guidelines:

La directriz hace referencia a la distinción entre acuerdos ilícitos por naturaleza (*per se*) y acuerdos cuya licitud ha de ser evaluada bajo la regla de la razón (*rule of reason*).

---

verticales y/o complementarias entre las empresas que cooperan.” Odriozola, M., Irisarry, B., Barrantes, B., “Prohibición de prácticas colusorias (II) Restricciones Horizontales”, “Acuerdos de Producción, en Tratado de Derecho de la Competencia, Beneyto Perez et al., España, 2005, pág. 283.

<sup>4</sup> “Antitrust Guidelines for collaborations among competitors”.

Sin embargo, de mayor interés es la distinción entre acuerdos de colaboración entre competidores, por un lado, y operaciones de concentración horizontal, por el otro. A este respecto, la guía señala:

*“Los efectos competitivos de colaboraciones entre competidores pueden ser diferentes a los efectos de operaciones de concentración, por diversas razones. La mayoría de las concentraciones pone fin de manera completa a la competencia en él o en los mercados relevantes entre las partes de la operación de concentración. Por el contrario, la mayoría de los acuerdos de colaboración entre competidores preservan alguna forma de competencia entre los participantes. El grado de competencia que se conserva podría reducir las preocupaciones competitivas, pero también puede plantear problemas en relación a si los participantes han alcanzado acuerdos restrictivos de competencia en el margen de competencia que se conserva. Las operaciones de concentración están diseñadas para ser permanentes, mientras que los acuerdos de colaboración empresaria son típicamente de duración limitada. Por lo tanto, los participantes de un acuerdo de colaboración seguirán siendo potenciales competidores, aún cuando no son competidores reales en el presente para algunos fines (por ejemplo, I&D) por el tiempo que dure la colaboración. El potencial de la futura competencia entre los participantes del acuerdo de colaboración empresaria requiere una evaluación antitrust diferente a la evaluación de las operaciones de concentración. No obstante lo señalado, en algunos casos, los acuerdos de colaboración empresaria tienen idénticos efectos competitivos que aquellos que se producirían si las partes del acuerdo iniciaran una operación de concentración en todo o en parte. Las agencias dan a un acuerdo de colaboración empresaria el tratamiento de una operación de concentración horizontal en un mercado relevante y, por tanto, analizan la colaboración en cuestión desde el punto de vista de las líneas directrices de concentraciones horizontales, generalmente cuando: (a) los participantes son competidores en el mercado relevante; (b) la realización de la colaboración implica una integración con mejoras en eficiencia de la actividad económica en el mercado relevante; (c) la integración elimina toda competencia entre los participantes en el mercado relevante; (d) la colaboración no tiene término dentro de un período suficientemente limitado<sup>5</sup> por sus propios términos específicos y expesos. Los efectos de la colaboración en la*

---

<sup>5</sup> En general, las Agencias consideran 10 años como un período que manifiesta una suficiente permanencia como para brindar a un acuerdo de colaboración un tratamiento análogo a una operación de concentración. Tal duración, sin embargo, puede variar dependiendo de las circunstancias específicas de la industria tales como los ciclos de vida de la tecnología.

*competencia en otros mercados serán analizados, en su caso, por estas directrices o por algún otro precedente aplicable.”*

El siguiente ejemplo que brinda la guía para ilustrar este caso de reenvío a la guía de horizontal mergers, es esclarecedor:

*“Dos empresas petroleras acuerdan integrar sus operaciones de comercialización de sus productos para refinación y refinados. El acuerdo, en sus propios términos, pone fin a la colaboración luego de 12 años. Durante dicho período cualquiera de las partes del acuerdo puede ponerle fin con un aviso anticipado de seis meses. Las 2 empresas mantendrán separadas sus actividades de producción de petróleo crudo.*

*ANALISIS: La colaboración implica una integración con mejora en eficiencia de las operaciones en los mercados de los productos para refinación y refinados y, la integración elimina toda competencia entre los participantes en dichos mercados. La agencia probablemente concluiría que la expiración luego de 12 años no constituye un “término dentro de un período suficientemente limitado”; y, la facultad de las partes de poner término al acuerdo de colaboración en cualquier tiempo mediando un aviso previo no sería una conclusión de la colaboración “por sus propios términos específicos y expresos”. Con tales antecedentes, la agencia seguramente evaluaría el acuerdo de colaboración según las Horizontal Mergers Guidelines. Ahora, los acuerdos que restringieran la competencia en el mercado del crudo serían analizados bajo la Guía de colaboración entre competidores.*

Considerando que la operación en estudio tiene carácter indefinido o permanente, haría concluir que, en principio, la operación consultada podría seguir de cerca los criterios de análisis de efectos unilaterales y efectos coordinados derivados de una operación de concentración, según la normativa estadounidense.

En opinión de esta Fiscalía, la operación consultada no tiene como finalidad previsible una concentración horizontal, siendo más bien de carácter colaborativo. No obstante, su carácter permanente amerita su análisis bajo los criterios de una operación de concentración.

### 3. EL SECTOR ELECTRICO.

#### 3.1. Descripción General del Sector.

La industria eléctrica se compone de cuatro etapas o segmentos: *generación de energía y potencia; transmisión de potencia en alta tensión; transmisión de potencia en baja tensión o distribución*<sup>6</sup>; *venta de energía y potencia o comercialización* cuya regulación está contenida principalmente en el Decreto con Fuerza de Ley N°1 (Minería), de 22 junio de 1982 y sus posteriores modificaciones<sup>7</sup>, esto es, la Ley General de Servicios Eléctricos (en adelante “la Ley” o “LGSE”).

En la actualidad participan en esta industria aproximadamente 31 empresas generadoras, 5 transmisoras y 34 distribuidoras, que en conjunto suministran la demanda total nacional distribuida geográficamente en 4 sistemas eléctricos<sup>8</sup>: i) el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que cubre el territorio comprendido entre Arica y Antofagasta y representa un 30,17% de la capacidad instalada del país<sup>9</sup>; ii) el Sistema Interconectado Central (SIC), que se extiende de Taltal a Chiloé y representa un 69,01% de la capacidad instalada<sup>10</sup>; iii) el Sistema de Aysén, que abastece a la XI Región y representa un 0,28% de la capacidad instalada<sup>11</sup>; y, iv) el Sistema de Magallanes, que abastece a la XII Región y representa un 0,54% de la capacidad instalada<sup>12</sup>.

---

<sup>6</sup> Lo común es que la electricidad se genere alejada de los centros de consumo, razón por la cual, para llegar a los usuarios, es necesario usar el sistema de transmisión en alta tensión y luego distribuir la electricidad en cada uno de los centros de consumo.

<sup>7</sup> A ella pertenecen los artículos citados en adelante, a menos que se exprese o del contexto aparezca algo distinto.

<sup>8</sup> Por sistema eléctrico se entiende el conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica (artículo 150 a).

<sup>9</sup> En el SING operan 6 empresas de generación, 1 empresa de transmisión y 3 empresas de distribución. El parque generador es preponderantemente termoeléctrico (99,6%) y sólo existen dos unidades hidráulicas (0,4%).

<sup>10</sup> En el SIC operan más de 20 empresas de generación, 4 empresas de transmisión y 31 empresas de distribución. El parque generador está constituido en un 56,6% por centrales hidráulicas y en un 43,4% por centrales térmicas.

<sup>11</sup> En el Sistema de Aysén opera una sola empresa, que desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución. Su capacidad instalada está constituida en un 41,5% por unidades termoeléctricas, en un 52,6% por unidades hidráulicas y en un 5,9% por unidades eólicas.

<sup>12</sup> En el Sistema de Magallanes opera una sola empresa, que desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución. El 100% de su capacidad instalada corresponde a unidades térmicas.

Atendido el carácter de servicio de utilidad pública esencial que tiene el eléctrico, el objetivo principal de la legislación es el abastecimiento permanente de la demanda, al menor costo posible y con un grado de seguridad acorde a los déficit más frecuentes que puedan presentarse en el sistema eléctrico.

Hasta hace un tiempo se suponía que existían fuertes economías de escala en cada una de las etapas o segmentos de mercado y que su integración vertical permitía aprovechar economías de ámbito significativas. Por eso, la organización industrial predominante en el mundo era el monopolio verticalmente integrado, vale decir una sola empresa era dueña y operaba conjuntamente las diversas etapas.

Sin embargo, durante la década de los ochenta Chile separó funcionalmente esas etapas, estableciendo un mercado independiente de generación y regulando separadamente la transmisión y la distribución<sup>13</sup>.

La conveniencia de separar funcionalmente la generación parte de la observación que las economías de escala se agotan con plantas entre 300 y 400 MW. Esto abre espacio para un mercado competitivo porque la potencia instalada en muchos sistemas eléctricos supera largamente esas magnitudes. De manera similar se puede argumentar, aunque no se ha resuelto aún en Chile, que la comercialización de electricidad y su distribución por redes de baja tensión son actividades funcionalmente separables: Dado que no parecen existir economías de escala significativas, sería posible imaginar un mercado en que varios comercializadores compitan usando las instalaciones de distribución<sup>14</sup>.

### **3.2. Tipos de Clientes.**

Desde el punto de vista de la demanda, la Ley Eléctrica distingue dos tipos de clientes, atendidos sus volúmenes de consumo: clientes regulados y clientes libres. Los clientes regulados son aquellos usuarios finales con una potencia conectada superior a 500 kW e inferior a 2.000 kW, cuyo suministro está sometido a fijación de precios (artículo 90 N°1). A la inversa, los clientes libres son usuarios con una potencia conectada superior a 2.000 kW, cuyo suministro no está sujeto a fijación de precios (artículo 91), y que pueden ser abastecidos tanto por las empresas generadoras como por las distribuidoras. A este respecto, la Ley asume que los

---

<sup>13</sup> Integración vertical en el sector eléctrico: una guía para el usuario. A. Galetovic, CEP 2003.

<sup>14</sup> Ídem 7.

grandes clientes limitan el poder de negociación de las empresas eléctricas con la posibilidad de autoabastecimiento. En la actualidad, los clientes libres representan más del 50% del consumo total de energía, alcanzando aproximadamente el 90% del consumo total del SING y el 33% del consumo total del SIC.

La Ley N°19.940 de 13 de marzo de 2004 (en adelante la Ley Corta I) agregó a esta distinción tradicional un sistema intermedio de libertad restringida para los clientes con una potencia conectada superior a 500 e inferior a 2.000 kW, los cuales tienen derecho a optar entre un régimen de tarifa regulada y uno de precio libre, pero con una permanencia mínima de 4 años en cada régimen (artículo 90 letra d). Previo informe de ese H. Tribunal, el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción puede rebajar este umbral.

### **3.3. Sistema de Precios.**

En el sistema eléctrico interactúan tres mercados a los que concurren generadores, distribuidores y usuarios para intercambiar energía y potencia: (a) el mercado de intercambios instantáneo o spot, donde los generadores transan energía y potencia al precio spot; (b) el mercado regulado, donde las distribuidoras compran por medio de contratos de mediano y largo plazo al precio de nudo, fijado cada seis meses por la Comisión Nacional de Energía (CNE)<sup>15</sup>, y (c) el mercado libre, donde los grandes usuarios pueden contratar con generadores o distribuidores en condiciones no reguladas de precios y calidad de suministro y los precios son libres.

#### **El mercado spot**

Para asegurar que el sistema eléctrico opere al mínimo costo, el Centro de Despacho Económico de Carga ("CDEC") despacha las centrales en estricto orden de mérito, vale decir, las ordena de menor a mayor costo de operación. Las órdenes del CDEC son obligatorias e independientes de los contratos de comercialización de cada empresa. Por ello, es frecuente que existan transferencias entre generadores, las que se valoran al costo marginal instantáneo del sistema. Esta separación entre despacho y contratos permite que el sistema minimice el costo total de producción en cada instante. Por ejemplo, consideremos un generador que ha contratado la venta de energía pero que por tener un costo marginal de producción alto no será despachado. Este generador

---

<sup>15</sup> La ley 20.018 reemplaza este mecanismo por licitaciones de suministro, transparentes y no discriminatorias, en base a precios fijos y contratos de largo plazo a partir del 2010.

está obligado a comprarles a generadores de menor costo de operación para cubrir su déficit. Pese a ser obligatoria, la transacción es comercialmente atractiva para este generador, porque le permite comprar energía de productores con menor costo de operación que el propio. Mensualmente el CDEC entrega un balance de compras y ventas entre generadores.

### **El precio de nudo de la energía.**

El precio spot está sujeto a fuertes variaciones, aún durante períodos cortos, lo que la Ley quiso precaver en el caso de los usuarios residenciales y empresas pequeñas. Por eso reguló el precio al cual los distribuidores venderían a los usuarios cuya potencia instalada era menor que dos MW. Por efecto de la “Ley corta I” el límite se disminuyó a 500 KW.

Aproximadamente el 68% de la energía vendida en el SIC es comercializada por distribuidoras. El resto lo venden directamente los generadores a cerca de 50 clientes de gran tamaño.

Las ventas de generadores a distribuidores se valoran al precio de nudo fijado cada seis meses, en abril y octubre, por la Comisión Nacional de Energía (“CNE”) y corresponde, en términos simples, al promedio de los precios spot esperados para los siguientes 16 trimestres, incluyendo los costos de falla de energía en casos en que el modelo prediga racionamiento. Para fijar el precio de nudo, la CNE utiliza un modelo de programación dinámica dual estocástica llamado OSE2000. Sobre la base de proyecciones de la demanda por energía y potencia de punta para los próximos 10 años, este modelo encuentra el uso del agua de los embalses más relevantes del sistema que minimiza el costo esperado de abastecimiento y de falla, dadas las cotas iniciales de los respectivos embalses, las centrales existentes, la entrada óptima de centrales en el horizonte de 10 años y las líneas de transmisión troncal proyectadas. La incertidumbre hidrológica se modela con más de 40 hidrologías supuestas “equiprobables”.

### 3.4. Recursos Hidráulicos.

De los 6.990 MW de capacidad que estaban instalados en 2003, el 58% correspondía a centrales hidráulicas y el 25% a ciclos combinados a gas natural.

Desde la llegada del gas, y recordando que la generación se realiza a mínimo costo y no todas las centrales entran en despacho, salvo en años muy secos, alrededor del 65% de la generación de energía eléctrica tuvo su origen de centrales hidráulicas. Por eso, si bien la participación del agua disminuyó después de la llegada del gas, sigue siendo mayoritaria.

Ahora bien, lo anterior implica que el SIC está sujeto a un importante riesgo hidrológico, porque gran parte de la energía se genera en plantas hidroeléctricas que, con la excepción del Lago Laja, no tienen capacidad de embalse interanual y dependen de los caudales de cada año. En otras palabras, el agua es un combustible cuya disponibilidad es *volátil*<sup>16</sup>: En un año de hidrología promedio, la generación hidráulica permite abastecer poco más del 70% del consumo (poco más de 24.000 GWh), mientras que en un año muy seco, como 1968-69 ó 1998-99, apenas algo más que de 11.000 GWh, o cerca de un tercio de la cantidad demandada es abastecida con generación hidráulica. Vale decir, en un año muy seco desaparecen alrededor de 13.000 GWh, más de la mitad de la energía hidráulica disponible normalmente, equivalente a más o menos un tercio de la producción anual. Esto implica que el agua no es una fuente de abastecimiento segura, si por ello se entiende disponibilidad constante o a lo menos predecible año a año, lo que se agrava si se considera que toda la producción anual en plantas de gas natural no sobrepasa los 9.000 GWh, que son superados con holgura por el riesgo de sequía extrema con que siempre vive el SIC (esto relativiza los efectos de eventos tales como la crisis del gas argentino, que implica cortes parciales del suministro de gas natural).

---

<sup>16</sup> GAS Y ELECTRICIDAD: ¿QUÉ HACER AHORA?, Galetovic, Inostroza y Muñoz, CEP 2004.

### 3.5. Regulación de la generación de electricidad.

#### 3.5.1. Principios.

El segmento de la generación eléctrica presenta caracteres competitivos, pues no hay evidencias de economías de escala que justifiquen la concentración de esta actividad en una sola mano, lo que posibilita el ingreso de varias empresas de distinto tamaño.

Sin embargo, el establecimiento de centrales hidroeléctricas requiere de concesión (artículo 4 en relación con artículo 2) y la generalidad de la actividad se encuentra regulada, en atención al carácter de servicio de utilidad pública esencial. En tal sentido, la regulación tiene por objeto: i) lograr una operación coordinada a mínimo costo de las centrales generadoras interconectadas; ii) incentivar el desarrollo eficiente de la inversión en generación; y, iii) limitar los precios que pueden cobrar las generadoras a las distribuidoras por el suministro que éstas luego destinan al consumo de sus clientes regulados. Así, las principales regulaciones son:

- *Operación coordinada.* La operación de las distintas centrales es coordinada por el CDEC, organismo autónomo que determina cuál unidad generadora entra a operar en las distintas horas, de acuerdo con la demanda y los costos marginales de operación del momento.
- *Precio regulado en materia de transferencias forzosas.* Las transferencias forzosas entre generadoras que resultan de las reglas de operación coordinada determinada por el CDEC, se realizan a precios regulados equivalentes al costo marginal del sistema en su conjunto (artículo 91).
- *Régimen de acceso abierto a sistemas de transmisión.* La existencia de un sistema interconectado con múltiples proveedores se hace posible mediante un régimen de acceso abierto para el uso de sistemas de transmisión, en virtud del cual se devengan peajes forzosos que son determinados por el CDEC (artículos 71-6 y siguientes).
- *Rol indicativo de la autoridad.* La autoridad cumple un rol indicativo en el desarrollo de las inversiones en generación, al enunciar el plan de puesta en marcha de nuevas centrales y, muy especialmente, al determinar los precios de la potencia, que se calculan precisamente sobre la base del costo estimado de una unidad adicional de generación (artículo 99). De este modo, aunque en definitiva las decisiones de inversión son adoptadas libremente

por las empresas generadoras, las señales básicas de razonabilidad económica están dadas por regulaciones legales y administrativas.

- *Obligatoriedad relativa de servicio.* A diferencia de las empresas distribuidoras, las generadoras no están sujetas a obligatoriedad de servicio, pero la Ley ha establecido un sistema de multas en caso de que fallas de aprovisionamiento lleven a la dictación de decretos de racionamiento (artículo 99 bis).
- *Futura licitación de consumos a empresas distribuidoras.* Las ventas de energía a empresas distribuidoras (en la proporción que éstas suministran a clientes regulados) se efectuará, a partir del año 2010, a precios resultantes de licitaciones públicas obligatorias, cuyas bases deben ser previamente aprobadas por la CNE. Se trata de los denominados “precios de nudo de largo plazo”, que en primera instancia no pueden exceder en más de un 20% al límite superior de la banda de precios determinada por la comparación entre: i) los precios medios de mercado cobrados a clientes libres y a distribuidoras por licitaciones previamente adjudicadas; y, ii) los llamados “precios básicos de la energía” determinados también por la CNE según criterios técnico-económicos fijados por la Ley, en el procedimiento de fijación semestral de los llamados “precios de nudo de corto plazo” (artículo 79-5 en relación con artículos 99 a 101)<sup>17</sup>.
- Por su parte, las ventas de potencia a empresas distribuidoras (en la proporción que éstas suministran a clientes regulados) se efectúa a precios regulados, iguales al precio de nudo de la potencia fijado por la CNE y que esté vigente al momento de la licitación (artículo 79-3).

Adicionalmente la Ley obliga a la interconexión de las instalaciones de cada sistema eléctrico y a su operación coordinada con el fin de: i) preservar la seguridad del servicio en el sistema; ii) garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones; y, iii) asegurar el acceso abierto a los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión (artículo 81).

---

<sup>17</sup> Excepcionalmente, en caso de declararse desierta una licitación, la empresa distribuidora debe convocar a una nueva, para la cual la CNE puede autorizar que el límite superior de la banda de precios sea incrementado en forma adicional en un 15%.

En lo que se refiere a la generación, la característica básica de la operación coordinada a mínimo costo consiste en una asignación de generación hora a hora, manteniendo en funcionamiento durante el mayor número de horas las centrales cuyos costos variables sean menores y abasteciendo sólo durante las horas de mayor demanda con las centrales cuyos costos variables son mayores.

### 3.5.2. El CDEC.

Para el cumplimiento de los objetivos de economía y seguridad, la Ley encarga a organismos autónomos denominados Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) determinar la operación del conjunto de instalaciones de cada sistema eléctrico, interconectadas entre sí, que permita generar, transportar y distribuir energía eléctrica de modo que el costo del abastecimiento en el sistema respectivo sea el mínimo posible y compatible con una confiabilidad prefijada (artículo 150 b).

De este modo, es el CDEC el que determina, y así lo instruye mandatoriamente, qué empresa debe producir y cuándo debe hacerlo, en términos tales que las generadoras no pueden limitar la producción a efectos de fijar precios, cuestión que tiene relevancia en las consultas formuladas al H. Tribunal por ENDESA y COLBÚN para la ejecución en conjunto del Proyecto Aysén.

La composición y funciones de los CDEC están reguladas por los artículos 171 y siguientes del Decreto Supremo N°327, de 12 de diciembre de 1997, del Ministerio de Economía (Reglamento Eléctrico).

Según el Reglamento Eléctrico, DS 327, de 1997, de Minería, debe someterse a la coordinación del CDEC la operación de las centrales generadoras pertenecientes a distintos propietarios que funcionen interconectadas entre sí, que operen en sistemas de más de 100 megawatts (MW) de potencia instalada y pertenezcan a alguna de las siguientes entidades (artículo 168):

- Empresas eléctricas (entidades cuyo giro principal sea la generación de energía eléctrica) con una capacidad instalada de generación superior al 2% de la capacidad instalada total que el sistema eléctrico tenía a la fecha de constituirse el CDEC en dicho sistema<sup>18</sup>;

---

<sup>18</sup> El CDEC-SIC se creó en 1985 y el CDEC-SING se constituyó en 1993.

- Autoproductores (entidades cuyo giro principal sea distinto de la generación o transmisión de energía eléctrica) cuya capacidad instalada de generación sea superior a su demanda máxima anual<sup>19</sup> y, además, superior al 2% de la capacidad instalada total que el sistema eléctrico tenía a la fecha de constituirse el CDEC en dicho sistema.
- Empresas propietarias de distribución. De acuerdo al texto vigente del artículo 150 b de la Ley, incorporado por la Ley Corta I y II, cada CDEC debe estar integrado también por las empresas propietarias de instalaciones de distribución, en la forma que determine el reglamento. Sin embargo, el Reglamento Eléctrico no ha sido modificado a fin de considerar la incorporación de las empresas distribuidoras.
- Las entidades propietarias de las instalaciones sujetas a coordinación están obligadas a integrar en cada sistema eléctrico un CDEC<sup>20</sup>. Con todo, las empresas generadoras y los autoproducidos pueden eximirse de la obligación de integrar directamente el CDEC, cuando suscriban contratos con alguna otra entidad integrante del CDEC para la entrega de toda la electricidad producida por sus instalaciones.

Las empresas integrantes del CDEC están obligadas a acatar las instrucciones de coordinación que éste imparta (artículo 171).

### **Organización del CDEC.**

Cada CDEC se compone de un Directorio, una Dirección de Operación y una Dirección de Peajes.

i. *Funciones del Directorio – Igualdad.* Son principalmente normativas y controladoras. Está integrado por un representante de cada empresa perteneciente al CDEC, y su presidencia es rotativa entre sus miembros. A cada miembro del Directorio corresponde un voto en todas las decisiones que este organismo deba adoptar (artículo 173). De ese modo, las decisiones se adoptan prescindiendo de las participaciones de mercado.

---

<sup>19</sup> En consecuencia, los autoproducidos inyectan al sistema sólo el exceso de la potencia requerida para su propio consumo.

<sup>20</sup> Adicionalmente, pueden optar por incorporarse al CDEC de un sistema eléctrico, las entidades que operen en dicho sistema y que se encuentren en alguna de las siguientes situaciones: a) ser una empresa eléctrica con una capacidad instalada de generación superior a 9 MW; o, b) ser un autoproducido con una capacidad instalada de generación superior a 9 MW y a su demanda máxima anual de potencia (artículo 169 del Reglamento Eléctrico).

ii. *Direcciones de Operación y de Peajes*. Son entidades eminentemente técnicas y ejecutivas (artículo 180). Sus funciones son generalmente operativas y de planificación (artículos 181 y 182), y se deben cumplir de acuerdo a los criterios generales que fije el Directorio.

### **Funciones del CDEC**

Con el objeto de coordinar la operación de las instalaciones de generación del sistema eléctrico a mínimo costo, cada CDEC tiene las siguientes funciones principales:

- Planificar la operación de corto, mediano y largo plazo del sistema, y comunicarla a sus integrantes de modo que éstos operen sus instalaciones de acuerdo con los programas resultantes.

- La planificación de corto plazo se efectúa diariamente, con el fin de indicar la generación de las diversas centrales para cada una de las 24 horas siguientes.
- La planificación a mediano plazo es mensual, mediante un programa para cada semana del mes siguiente, enmarcado en el programa de largo plazo.
- La planificación a largo plazo consiste en la elaboración cada fin de año de un programa mensual para los próximos 48 meses que, no obstante, se actualiza cada mes para los meses restantes del año en curso en función de la hidrología, de nuevos precios, demandas, disponibilidad del parque generador, etc.

- Calcular los costos marginales instantáneos de energía eléctrica que deriven de la planificación de la operación. Esta función se traduce en determinar en cada momento cuál es la unidad generadora cuyos costos marginales de producción sean menores de modo tal que entren en funcionamiento durante el mayor número de horas las centrales cuyos costos variables sean menores y abasteciendo sólo durante las horas de mayor demanda con la energía proveniente de las centrales cuyos costos variables son mayores, según ya se explicó.

- Coordinar la mantención preventiva mayor de unidades generadoras.

- Verificar el cumplimiento de los programas de operación y de mantención preventiva mayor, adoptando las medidas correctivas que se requieran.

- Determinar y valorizar las transferencias de energía entre los integrantes del CDEC. Esas transferencias son necesarias por la existencia de contratos de suministro entre generadoras y empresas distribuidoras o clientes libres, que el generador debe cumplir independientemente de si el CDEC le ordenó o no producir la energía necesaria.

En consecuencia, producto de la operación coordinada por el CDEC, puede ocurrir que una empresa que dispone de amplia capacidad de generación no la produzca efectivamente, y deba adquirirla a otros integrantes del CDEC para poder cumplir sus compromisos de suministro<sup>21</sup>. En definitiva, el contrato se cumple por la generadora que lo ha suscrito, pero la electricidad requerida es tomada del fondo común disponible en el sistema, lo que da lugar a transferencias forzosas entre generadoras.

### 3.5.3. Normativa.

La legislación eléctrica contiene un conjunto extenso de deberes de información de costos que debe ser proporcionada por todas las centrales integrantes del CDEC-SIC, como serán las del Proyecto Aysén, una vez que se interconecten al SIC.

El Reglamento Eléctrico contempla la información que debe usar la Dirección de Operación (DO) del CDEC para efectos de elaborar la programación de corto, mediano y largo plazo de las centrales generadoras del sistema eléctrico.

Existen detalladas reglas sobre el tratamiento de las centrales de embalse, los datos estadísticos a utilizar –cuarenta hidrologías- sin perjuicio de que más detalles se encomienden al Reglamento Interno de cada CDEC, que debe ser aprobado por la CNE, de conformidad con lo dispuesto en el Reglamento Eléctrico.

De esta forma, se dispone de una regulación minuciosa respecto a centrales hidroeléctricas, incluso con reglamentación especial para el tratamiento de centrales hidráulicas del SIC. Por ejemplo:

---

<sup>21</sup> Imagínese una empresa que sólo disponga de centrales térmicas, que en años lluviosos son ordenadas despachar muy excepcionalmente. Igualmente, una empresa que sólo posea centrales hidráulicas de pasada, que son ordenadas despachar escasamente durante años secos.

*Artículo 187.- La programación de corto plazo de la operación de las unidades generadoras del sistema, será planificada diariamente por la Dirección de Operación e indicará la generación media horaria de las diversas centrales para cada una de las 24 horas del día. Esta programación de corto plazo se realizará efectuando los ajustes que sean necesarios a la programación de mediano plazo, la cual indicará la operación de las centrales en bloques de horas de igual demanda de días típicos de consumo. **Los ajustes derivarán de estrategias para la operación de embalses** y centrales termoeléctricas definidas al momento de efectuar la programación de mediano y largo plazo.*

*La programación de mediano y largo plazo derivará de estudios de planificación de la operación del sistema eléctrico que, preservando la seguridad de servicio instantánea global del sistema, lleven a minimizar su costo total actualizado de operación y de racionamiento en el período de estudio que defina el reglamento interno, el cual no podrá ser inferior a 5 años en el caso del Sistema Interconectado Central. La minimización de costos se efectuará para el conjunto de las instalaciones de generación y transporte del sistema, con independencia de la propiedad de dichas instalaciones. (...)*

**La información que se utilice para efectuar la programación de la operación se ajustará a lo señalado en los artículos siguientes.**

*Artículo 188.- En el Sistema Interconectado Central, el tratamiento de la hidrología en la programación de la operación se sujetará a las siguientes reglas:*

- a) Durante el período de octubre a marzo de cada año hidrológico, **se deberá proyectar caudales a partir de pronósticos de deshielo.** Dichos pronósticos **resultarán de la aplicación de una metodología explícita prevista en el reglamento interno**, en la cual se señale la relación entre caudales pronosticados y variables medibles. (...);*
- b) Durante el período de abril a septiembre deberá seguirse el procedimiento que contemple el reglamento interno. Si en los resultados de la simulación de la operación del sistema para los 60 días siguientes a cada cálculo, bajo condiciones de hidrología seca, es decir, de probabilidad de excedencia más próxima a 90%, resultaren déficits de energía, no podrán proyectarse caudales afluentes generables para la primera semana de planificación, superiores al promedio hidroeléctricamente aprovechable que ellos tuvieron durante los 15 días anteriores.*
- c) En caso de vertimiento de una pluralidad de centrales, la generación de ellas será a prorrata de la capacidad instalada de las mismas, salvo acuerdo diverso entre las partes.*

El Reglamento Eléctrico contempla, además, el deber de las empresas generadoras de informar a la Dirección de Operaciones del CDEC respectivo sobre una serie de antecedentes, entre otros, el nivel de los embalses, gastos en centrales hidroeléctricas, etc.

*Artículo 189.- La información relativa a estadísticas, características y estado del sistema eléctrico, tales como niveles en los embalses, stocks de combustible en centrales, gastos afluentes actuales e históricos en centrales hidroeléctricas, topología y características del sistema de transporte, operatividad y rendimiento de las unidades generadoras, y otras de similar naturaleza, será proporcionada a la Dirección de Operación por las entidades interconectadas al respectivo sistema, en la oportunidad y bajo la modalidad que determine el reglamento interno.*

*Artículo 190.- Para los efectos del artículo anterior, la estadística para los gastos afluentes en centrales hidroeléctricas deberá ser representativa de las respectivas centrales y considerar, como mínimo, una muestra de 40 años hidrológicos. Esta estadística deberá ser actualizada periódicamente, de modo que siempre incluya los datos correspondientes al año hidrológico anterior al que precede a aquel en que se esté efectuando la programación de la operación.*

El deber de información de las empresas se ha incorporado recientemente en el artículo 81° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, por lo que su incumplimiento trae aparejado sanciones que puede imponer la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (“SEC”).

El Reglamento Interno del CDEC-SIC, aprobado mediante Resolución Exenta N° 488, de 2001, de la Comisión Nacional de Energía, contempla en su artículo 62 y siguientes las normas sobre programación de la operación que efectúa la DO.

Adicionalmente, existen al menos tres manuales de procedimientos (normativa complementaria del Reglamento Interno del CDEC, que debe expedirse en aquellas materias señaladas en el Reglamento Eléctrico, DS 327, de 1997, de Minería). Estos manuales de procedimientos aplicables son el de “Programación de Corto Plazo o Programa Diario MP-12”, “La Programación Semanal MP-13”, y “Condiciones Especiales de Operación de Embalses MP-18”, los cuales tratan en extenso esas materias.

La SEC, dentro de sus atribuciones, tiene la de exigir auditorías para que se acredite la veracidad de los hechos que se le informan. En efecto, el artículo 3 B de la Ley 18.410 dispone que:

*Artículo 3° B.- Mediante resolución fundada, la Superintendencia podrá requerir a las empresas y entidades sujetas a su fiscalización, bajo apercibimiento de multa, que efectúen auditorías para comprobar la veracidad y exactitud de las informaciones que le hayan proporcionado.*

*La contratación y financiamiento de estas auditorías corresponderá a la empresa o entidad requerida. El auditor deberá ser aprobado por la Superintendencia.*

En consecuencia, la consulta es relativa a una operación que, por su carácter permanente, amerita ser analizada en cuanto a sus posibles efectos concentrativos, pero teniendo presente su naturaleza colaborativa y el marco general de un mercado con caracteres competitivos y, sin embargo, altamente regulado.

## II. MERCADO RELEVANTE: SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL.

### 1. Caracterización del Mercado.

La operación consultada se enmarca en las actividades de generación del Sistema Interconectado Central ("SIC"), siendo su principal centro de consumo la ciudad de Santiago.

Según lo informado por las consultantes, la potencia proyectada de las centrales es de 2.355 MW., lo que implica un crecimiento, respecto a la potencia instalada a mayo del 2006, de 28% de la potencia total del SIC, de un 29% de la capacidad de Endesa y de un 64% para Colbún<sup>22</sup>.

Tabla Nº 2: Potencia Instalada en el SIC por Grupo Económico

Empresa Operadora	Potencia Bruta Instalada [MW]	Potencia Bruta Instalada [%]
GRUPO ENDESA	4.171,7	50,28%
GRUPO COLBÚN	1.815,4	21,88%
GRUPO AES GENER	1.464,4	17,65%
OTROS	845,5	10,19%
TOTAL DEL SIC	8.297,0	100,00%

Fuente: CNE y elaboración propia. Mayo 2006

Desde un punto de vista de la oferta de generación (que en este caso se produce en la XI Región), el principal insumo lo constituyen los derechos de agua. De acuerdo con lo informado a esta Fiscalía por la Dirección General de Aguas del Ministerio de Obras Públicas ("DGA"), el estado de los derechos de agua no consuntivos, aprobados y pendientes al 01 de mayo de 2006 a nivel nacional era como sigue: (expresados en m<sup>3</sup>/seg.).

<sup>22</sup> Considerando las participaciones accionarias en la nueva sociedad, Endesa 51% y Colbún 49%.

Tabla N° 3: Derechos de Agua no Consuntivos por solicitantes

Solicitantes	Caudal aprobado [m <sup>3</sup> /s]	Caudal pendiente	TOTAL
ENDESA	6.309,0	1.699,0	8.008,0
COLBÚN	588,2	3.245,1	3.833,3
Otros hidroeléctricos	4.611,7	11.737,4	16.349,1
Otros Peticionarios (1)	447,7	23337,7	23785,5

Fuente: DGA, respuesta a ORD N° 318, FNE.

(1) otros usos, como piscicultura, industria o turismo.

Del cuadro anterior resulta que Endesa y Colbún controlan más del 42% de los derechos no consuntivos de uso hidroeléctrico vigentes, es decir, 11.841 m<sup>3</sup>/s. Ahora bien, a ese panorama debe añadirse que cerca del 60% del caudal se encuentra aún en tramitación en la DGA por empresas hidroeléctricas y que un 29% del caudal pendiente correspondería a Endesa y Colbún. Además, cerca del 85% del caudal gestionado por Colbún se encuentra sin tramitar, mientras que ese porcentaje baja a 21% para Endesa. Por lo tanto, sin perjuicio del Proyecto Aysén, ambas empresas podrían aumentar sus inversiones en generación eléctrica.

De hecho, Colbún tiene en construcción tres centrales hidráulicas por un total de 145 MW, Quilleco, Chiburgo y Hornitos. Además, proyecta una central a carbón de 350 MW que, de aprobarse, entraría en operación el año 2010, y nuevas centrales hidráulicas por 500 MW, proyectos que también en caso de ser aprobados se estima que entrarían en operación entre los años 2011 y 2013<sup>23</sup>. Endesa, por su parte, tiene en carpeta los proyectos Neltume, Choshuenco, Los Cóndores y el parque eólico Canela, con inversiones cercanas a US\$670 millones, sin perjuicio de aquellos en construcción (central San Isidro en sus diversas etapas, con inversiones de US\$259 millones aproximadamente).

Adicionalmente, en los últimos meses, luego de promulgada la Ley Corta II, se ha observado un creciente interés en proyectos de generación, incluso por parte de nuevos actores.

Lo expresado, en el contexto de un mercado que, conforme a los antecedentes recabados por esta Fiscalía, puede caracterizarse con los siguientes elementos:

<sup>23</sup> Ver Tablas N° 3 y 4.

**A. Mercado abierto para empresas de distinto tamaño y crecimiento de la demanda y de la capacidad instalada.**

El mercado de generación eléctrica en el SIC está abierto a empresas de distintos tamaños y fuentes de producción, aunque debe tenerse presente que se requieren concesiones para el establecimiento de plantas generadoras hidroeléctricas.

Esto se refleja en el Programa de Obras de Generación incluido en el Informe de Precios de Nudo de la CNE, sobre cuya base se realizó la última fijación de precios de nudo para el SIC, correspondiente a abril de 2006 (Programa de Obras Indicativo):

(a) *Centrales en construcción.* En la tabla N° 4 se muestran las instalaciones en actual construcción incluidas en el Programa de Obras, cuya entrada en operación está prevista entre junio de 2006 y junio de 2008.

Tabla N°4: Instalaciones en construcción - SIC

Fecha de entrada		Obras de Generación en construcción	Potencia	Localización	Grupo
Mes	Año		MW		
Junio	2006	Central Nueva Aldea 3 Licor Negro	20	VII Región	Arauco/Celco
Junio	2006	Central Los Vientos TG, Diesel	120,8	V Región	GENER
Abril	2007	Ciclo Combinado GNL, San Isidro II (op. ciclo abierto diesel)	240	V Región	ENDESA
Abril	2007	Central Hidroeléctrica Quilleco	70	VIII Región	COLBÚN
Junio	2007	Central Hidroeléctrica Chiburgo	19,4	VII Región	COLBÚN
Octubre	2007	Central Hidroeléctrica Hornitos	55	V Región	COLBÚN
Diciembre	2007	Central Hidroeléctrica Palmucho	32	VII Región	ENDESA
Marzo	2008	Cierre Ciclo Combinado GNL San Isidro II (op. diesel capacidad final)	313	V Región	ENDESA
Junio	2008	Cierre Ciclo Combinado GNL San Isidro II (op. GNL capacidad final)	358	V Región	ENDESA
Junio	2008	Ciclo Combinado GNL San Isidro II Fuego Adicional (capacidad final)	377 <sup>24</sup>	V Región	ENDESA

Fuente: CNE+ elaboración propia, Abril 2006

<sup>24</sup> La capacidad de generación final de San Isidro II será de 377 MW, pero su entrada en operación se realizará en forma gradual, por etapas que sucesivamente representarán una capacidad instalada total de 240 MW, 313 MW y 358 MW en cada una.

Así, sólo mediante instalaciones actualmente en construcción, entre junio de 2006 y junio de 2008 está previsto un crecimiento de la capacidad instalada del SIC de aproximadamente 694 MW, representativo del 8,35% de la capacidad actual.

(b) *Crecimiento proyectado de la demanda eléctrica y centrales recomendadas por la CNE.* A lo anterior se agrega el crecimiento esperable de la demanda de energía, que entre los años 2006 y 2016 alcanza a una tasa anual de entre 6,5% y 8,1%. Ello hace previsible la entrada en operación de proyectos cuya construcción aún no se ha iniciado, pero que fueron considerados por la CNE en la última fijación de precios de nudo y recomendadas por la CNE en el Programa de Obras, cuya entrada en operación está prevista entre enero de 2007 y octubre de 2015, como se muestra en la tabla N° 5.

Tabla N° 5: Instalaciones recomendadas - SIC

Fecha de entrada		Obras Recomendadas de Generación	Potencia MW
Mes	Año		
Enero	2007	Central Ciclo Abierto Campanario	125
Octubre	2008	Central Eólica Concepción Módulo I	20
Octubre	2008	Central Hidroeléctrica La Higuera	155
Octubre	2009	Central Eólica Concepción Módulo II	20
Octubre	2009	Central Hidroeléctrica Confluencia	145
Octubre	2009	Central Carbón Maitencillo I	200
Abril	2010	Central Carbón V-Región I	250
Mayo	2010	Turbina GNL Polpaico I	125
Junio	2010	Ciclo Combinado GNL Quinteros I	385
Octubre	2010	Central Carbón Coronel I	250
Enero	2011	Turbina GNL Quinteros I	125
Abril	2011	Central Geotérmica Calabozo Etapa 1	40
Abril	2011	Central Geotérmica Chillán Etapa 1	25
Junio	2011	Central Carbón Pan de Azúcar I	250
Octubre	2011	Ciclo Combinado GNL Quinteros II	385
Junio	2012	Ciclo Combinado GNL VI-Región I	385
Octubre	2012	Central Hidroeléctrica Neltume	403
Octubre	2012	Central Carbón Pan de Azúcar II	250
Abril	2013	Central Geotérmica Calabozo Etapa 2	40
Abril	2013	Central Geotérmica Chillán Etapa 2	25
Junio	2013	Central Carbón Puerto Montt I	250
Enero	2014	Ciclo Combinado GNL VI-Región II	385
Enero	2014	Turbina GNL Polpaico II	125
Junio	2014	Central Carbón Coronel II	250
Abril	2015	Central Geotérmica Calabozo Etapa 3	40
Abril	2015	Central Geotérmica Chillán Etapa 3	25
Junio	2015	Central Carbón V-Región II	250
Octubre	2015	Ciclo Combinado GNL VI-Región III	385

Fuente: CNE, Abril 2006

De este modo, mediante obras de generación cuya construcción aún no se ha iniciado, entre enero de 2007 y octubre de 2015 la capacidad instalada del SIC podría crecer en más de 5.300 MW, lo que junto al crecimiento esperable en razón de obras en actual construcción (Tabla N°4) totaliza un crecimiento de alrededor de 6.000 MW hasta el año 2015, abriendo escenarios para el ingreso de nuevos actores o el crecimiento de los existentes.

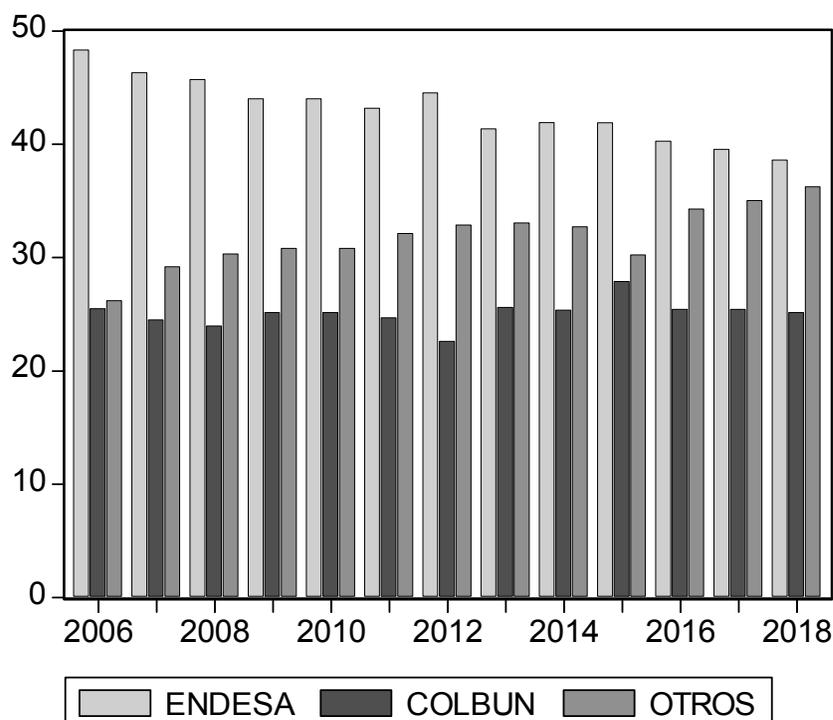
Por lo demás, este crecimiento no solo se originaría en proyectos hidráulicos o térmicos de gran tamaño, sino que también en proyectos menores de fuente convencional o no, incentivados por normas de la Ley Corta II (ver párrafos B y C siguientes).

Lo anterior significa que, conforme a las proyecciones oficiales de crecimiento del parque generador del SIC, para el año 2015 su capacidad instalada total se habrá casi duplicado, pasando de 8.297 MW a alrededor de 14.300 MW.

En el siguiente gráfico se muestra el eventual crecimiento de las participaciones de mercado tanto de Colbún y Endesa, como del resto del sector generación.

No obstante, es importante hacer presente que el plan de instalaciones recomendadas de la CNE es un plan genérico no vinculante, no siendo entonces posible asegurar que será del todo cumplido por las empresas.

Gráfico 1: Participación estimada en Generación SIC (2006-2018)



Fuente: Elaboración propia, en base a información CNE, empresas.

Por eso, a la fecha en que deberían entrar en operación todas las centrales comprendidas en el Proyecto Aysén (2018) su capacidad de generación de 2.355 MW representaría menos del 16% de la capacidad total de generación esperada en el SIC.

Por ende, si bien las consultantes aumentarían su capacidad de generación, el grado de concentración en el respectivo mercado, considerando el mediano y largo plazo, no debería variar en forma significativa.

De ese modo si, como es dable esperar, las obras de generación previstas por la CNE se concretan, el Proyecto Aysén no debería conllevar una alteración de los niveles de participación actuales de Endesa y Colbún en el mercado.

En caso contrario, esto es, si las centrales previstas en el Plan de Obras no son construidas, el Proyecto Aysén se tornará de decisiva importancia para la seguridad del abastecimiento energético del país y, por ende, para su funcionamiento competitivo y eficiente.

**B. Incentivos al ingreso de nuevos actores de menor tamaño.**

El Programa de Obras de la CNE no incluye los aportes de generación esperables de pequeños generadores con una capacidad instalada no superior a 9 MW, cuya incorporación en el mediano y largo plazo resulta previsible atendidos los incentivos incorporados por el DS 244/06 (D.O. 17 de enero de 2006).

En efecto, a partir de esta regulación, dichos actores, para ingresar al parque generador, gozan de un tratamiento privilegiado que les ofrece importantes beneficios frente a otros generadores.

Así, los pequeños generadores (i) pueden operar con autodespacho, de modo de decidir sobre su producción autónomamente, sin sujeción a las instrucciones del CDEC – SIC (artículos 35 y 49); y, (ii) pueden optar por un régimen de precios estabilizados para sus transferencias de energía a otros generadores, de modo de no verse expuestos a variaciones de los costos marginales que calcula el CDEC – SIC, pudiendo vender su producción en el mercado *spot* al precio de nudo que esté vigente, fijado de antemano (artículos 39 y 52).

**C. Incentivos al ingreso de generadores no convencionales.**

Algo similar resulta previsible respecto de la incorporación de nuevos generadores de fuentes no convencionales (eólica, solar, biomasa, entre otras), quienes acceden no solo a los beneficios como pequeños generadores, sino que también se favorecen con dos adicionales: (i) gozan de una exención total o parcial de los

peajes que correspondan al uso que hagan de los sistemas de transmisión troncal (LGSE, artículo 71-7), y (ii) tienen derecho a suministrar a las empresas concesionarias de distribución hasta el 5% del total de su demanda destinada a clientes regulados, sin perjuicio del derecho que les asiste de participar en las licitaciones que efectúen esas concesionarias (LGSE, artículo 96 ter).

De esa forma, este tipo de productores tienen desde ya un mercado en el cual colocar su generación.

## 2. Generación en la XI Región.

Según información proporcionada por la DGA, los siguientes son los titulares y sus caudales, en materia de proyectos hidroeléctricos, en la XI Región.

Tabla N°7: Derechos de Aguas en la XI Región para uso hidroeléctrico según Peticionario

Fecha	Peticionario	Caudal otorgado	Cauce
Resolución		[m <sup>3</sup> /s]	
s/i	E. Eléctrica de Aysen	25,10	Lago Atravesado
	E. Eléctrica de Aysen	2,29	
	E. Eléctrica de Aysen	0,81	
S/I	ENDESA (*)	8,0	Río Cochrane
S/I	ENDESA (*)	0,6	Estero Nuevo Reino
06/06/88	ENDESA	0,84	Laguna Monreal
01/03/90	ENDESA	650	Río Pascua
12/01/90	ENDESA	650	Río Pascua
01/03/90	ENDESA	677	Río Baker
12/01/90	ENDESA	1075	Río Baker
15/01/90	ENDESA	180	Río Ibáñez
07/02/96	ENDESA	9,21	Río del Salto
07/02/96	ENDESA	10,59	Río del Salto
23/09/85	CORFO XI Región (**)	8,0	Río Cochrane
09/10/85	CORFO XI Región (**)	0,6	Estero sin nombre
21/03/88	Proyectos de Aysén S.A (***)	24,50	Lago Cóndor
22/12/88	Proyectos de Aysén S.A.	60,0	Río Cuervo
26/12/89	Proyectos de Aysén S.A.	29,0	Río Cuervo
26/05/99	Proyectos de Aysén S.A.	200,0	Río Blanco
26/05/99	Proyectos de Aysén S.A.	84,0	Río Blanco
s/i	Proyectos de Aysén S.A.	50,0	Río Cuervo
20/01/97	Proyectos de Aysén S.A.	25,50	Lago Cóndor

Fuente: Dirección General de Aguas.

(\*) Derechos de agua presumible, los mismos que están consignados en (\*\*) como Derechos de CORFO. (\*\*) Derechos entregados a EDELAYSEN. (\*\*\*) Actualmente Falconbridge, continuadora de ALUMYSA para el proyecto eléctrico.

De esta información resulta que la parte más significativa de los derechos de agua pertenecientes a Endesa serán transferidos a NEWCO para la operación de las centrales del Proyecto Aysén.

Por otra parte, la canadiense Falconbridge, a través de su filial Energía Austral, proyectaría instalar, en el sector de Río Cuervo, una serie de centrales que podrían representar una potencia instalada total de 1154 MW, desglosados como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla N°8: Proyectos de Centrales de la empresa Falconbridge en la XI Región

Centrales	Inicio Operaciones	Derechos de Agua	Potencia Instalada [MW]	Generación Firme [MW]
Río Cuervo	2008 –2011	139 (consuntivo)	740	446
Río Blanco		253 (no consuntivo)	360	287
Río Cóndor		50 (no consuntivo)	54	46
TOTAL			1.154	779

Fuente: Empresa Falconbridge. Junio 2006

En cuanto a los caudales que se encuentran pendientes, éstos corresponden, principalmente, a las solicitudes de otras empresas eléctricas (AES GENER, Empresa Eléctrica de Aysén, entre otras), que concentran el 83% de esa demanda.

Por lo tanto, es posible suponer una oferta creciente de generación hidroeléctrica en la XI Región.

### III. ENTRADA AL MERCADO.

Si bien la energía eléctrica es un producto homogéneo y, por tanto, en principio, de igual calidad para todos los generadores, no ocurre lo mismo en relación a los costos incurridos en generar dicha energía: Dichos costos tienden a ser superiores para los nuevos entrantes, motivo por el cual el grado de expugnabilidad de este mercado es reducido.

En primer término, la instalación de centrales base, esto es, aquellas centrales que pueden entregar energía a precios de equilibrio de largo plazo, tarda al menos 36 meses desde el momento en que se decide su construcción hasta su puesta en funcionamiento. Con anterioridad, la empresa ha debido realizar el análisis comercial y obtener la aprobación de su estudio de impacto ambiental, el que tarda no menos de 6 meses. Lo anterior es sin perjuicio de que tecnológicamente puedan instalarse centrales a turbinas diesel, cuyo plazo de instalación es bastante menor al de las llamadas centrales base, pero el costo variable de generación de estas centrales es varias veces mayor al de las centrales a carbón.

En ese un horizonte mínimo de 36 meses afectan a la empresa una serie de costos asociados, tanto por la incertidumbre propia del horizonte de inversión, como por efecto de la regulación.

En forma adicional, es necesario considerar la respuesta competitiva de las empresas incumbentes, actuales o potenciales, que en un ambiente de interacción estratégica, capturan las señales de las otras compañías y modifican sus respuestas competitivas en base a dicha información.

Otros factores a considerar son:

- Escaso comercio. El SIC no se encuentra interconectado ni al SING ni menos a nivel internacional, lo que incide negativamente en la posible entrada de nuevos operadores por la vía de los intercambios de energía.
- Activos estratégicos. La existencia de activos estratégicos, propiedad de los operadores incumbentes, impide que los nuevos entrantes en la actividad de generación puedan competir en las mismas condiciones que los operadores ya presentes en dicho mercado y constituyen, por tanto, barreras de entrada. Entre los activos estratégicos pueden citarse los emplazamientos de las centrales, el acceso a los recursos hidroeléctricos - derechos de agua-, el acceso a los combustibles en el caso de centrales térmicas, restricciones de transporte y derechos contractuales heredados.
- Emplazamiento de Centrales. La selección óptima de una locación es el resultado final de valorar diversas variables, siendo las más destacadas el acceso a redes de transporte de alta tensión para inyectar la energía generada, la existencia de derechos de aprovechamiento necesarios, el acceso a las fuentes de suministro de combustible para minimizar los costos de aprovisionamiento, las inversiones necesarias en infraestructura y la idoneidad desde el punto de vista medioambiental.
- Centrales Hidroeléctricas v/s Térmicas. La posesión de centrales de generación hidráulica sigue suponiendo, en relación a los costos de producción, una ventaja marginal considerable.

- Inversiones Hundidas. Las inversiones en centrales de generación de energía eléctrica se caracterizan por requerir un considerable volumen de recursos financieros, períodos de construcción de centrales que duran varios años, al menos 36 meses, largos períodos de maduración de la inversión<sup>25</sup> y precios de los combustibles con alta variabilidad, sujetos a las fluctuaciones de los mercados internacionales. En definitiva, en el sector eléctrico existen altas posibilidades de que afloren costos hundidos<sup>26</sup>.

En el caso particular del Proyecto Aysén, las siguientes son las barreras de entrada más relevantes:

### 3.1. Derechos de Agua.

Las aguas son bienes nacionales de uso público, semejantes al espectro radioeléctrico en telecomunicaciones. Se trata de un bien escaso, cuya utilización por el titular redundaría en exclusividad en el aprovechamiento del recurso, lo que en el caso de la XI Región limita en parte la generación de nuevos proyectos hidroeléctricos: La propiedad sobre las aguas constituye una barrera a la vez legal y económica.

De acuerdo al artículo 6° del Código de Aguas, el derecho de aprovechamiento de aguas, que es otorgado por la DGA a quien lo solicite, constituye un derecho real que habilita al titular al uso y goce de las aguas y, además, a su transacción comercial. En el aspecto económico, para la generación por energía hidráulica, es necesario contar con derechos de agua, los que pueden ser constituidos, si existe caudal disponible, o adquiridos de terceros que los detentan.

Según antecedentes proporcionados por la empresa, Endesa tiene los siguientes derechos de aprovechamiento constituidos en su favor en la zona del SIC.

---

<sup>25</sup> La vida útil de las centrales térmicas se fija en unos 25 a 30 años y en 60 para el caso de centrales hidráulicas.

<sup>26</sup> Son costos hundidos los que ya se han incurrido y no pueden recuperarse en circunstancias normales. Económicamente los costos hundidos no afectan las decisiones marginales de los agentes de mercado, pero pueden constituir barreras de entrada (estratégicamente se impide que un tercero acceda al mercado, discipline a la empresa que está elevando los precios y salga sin pérdidas – *estrategia hit & run* – desincentivando en consecuencia, la entrada y la expugnabilidad al mercado. Vid SUTTON, *Sunk Costs and Market Structure*, 1991 MIT.

Tabla N° 9a: Derechos de agua constituidos a favor de ENDESA en la zona del SIC

<i>Nombre</i>	<i>m3/s</i>	<i>Potencia [MW]</i>	<i>Energía anual [GWh]</i>	<i>Región</i>	<i>Cuenca Hidrográfica</i>	<i>Descripción</i>
1 Los Córdoros	25	100	500	VII	Maule	Embalse Laguna del Maule
2 Neltume	120	400	2.100	X	Río San Pedro	Embalse natural (baja regulación)
3 Choshuenco	255	134	800	X	Río San Pedro	Pasada
4 Piruquina	32	6	29	X	Isla Chiloé	Pasada, aguas río Carihueico
5 Puelo (1)	850	1.280	7.588	X	Puelo	Embalse
<i>Total</i>	<i>1.282</i>	<i>1.920</i>	<i>11.017</i>			

Fuente: ENDESA. Junio 2006.

(1) Puelo altura del Tagua-Tagua. El Proyecto Puelo está siendo modificado a una potencia de 320 MW, con un caudal de 400 m3/s, para lo cual ya se ha presentado a la DGA la modificación del derecho de aprovechamiento.

También según antecedentes proporcionados por la empresa, Endesa cuenta con los siguientes derechos de agua constituidos al sur de Puerto Montt:

Tabla N° 9b: Derechos de agua constituidos a favor de ENDESA al sur de Puerto Montt

	<i>Nombre</i>	<i>m3/s</i>	<i>Potencia [MW]</i>	<i>Energía anual [GWh]</i>	<i>Región</i>	<i>Cuenca Hidrográfica</i>	<i>Descripción</i>
1	Los Coigües	520	402	2.417	X	Futaleufú	Embalse
2	La Cuesta	582	872	5.065	X	Futaleufú	Embalse
3	Espolón	39	77	356	X	Futaleufú	Pasada
4	Río Ibáñez	180	103	601	XI	Baker	Pasada
5	Río del Salto	20	18	143	XI	Baker	Pasada
6	Chacabuco (Baker1)	677	339	2.579	XI	Baker	Embalse
7	El Saltón (Baker 2)	1.035	927	6.788	XI	Baker	Embalse
8	Río Pascua (Pascua 1)	650	922	7.153	XI	Pascua	Embalse
9	San Vicente (Pascua 2)	653	338	2.627	XI	Pascua	Embalse
	<i>Total</i>	<i>4.356</i>	<i>3.998</i>	<i>27.729</i>			

Fuente: ENDESA.

Existe un potencial hidroeléctrico de 8040 MW en la XI Región, incluidos los derechos de agua que Endesa utilizará en el Proyecto Aysén. Esta empresa posee además derechos de agua con una capacidad hidroeléctrica para otros 2200 MW. Sin embargo, es necesario señalar que el potencial eléctrico de la región se obtiene de las cotas de agua y su caudal respectivo, sin considerar la viabilidad económica de los proyectos o su impacto en otras actividades económicas como el turismo, la pesca o la ganadería, por lo tanto los 8040 MW solo pueden ser considerados como un límite teórico superior.

En cuanto a Colbún, se espera que al año 2018 tenga cerca de 4300 MW instalados en el SIC. Siendo las capacidades instaladas de los principales proyectos en construcción, las detalladas anteriormente: Hornitos con 55MW, Quilleco con 70MW, Canelco con 500MW, además, en Proyecto la Central a Carbón por 350MW para el año 2009.

### **3.2. Línea de Transmisión.**

La actividad de transmisión consiste en el transporte de la energía eléctrica desde los puntos de producción o de disponibilidad, hasta los puntos en donde esta energía es requerida o demandada. En el caso de grandes sistemas interconectados, la transmisión cumple, además, la función de traspasar energía entre centros de generación y consumo, de acuerdo con las condiciones económicas del despacho de la generación.

La necesidad o conveniencia de disponer de sistemas de transmisión surge como consecuencia de restricciones para la producción de energía en el mismo punto en que ella es demandada y del aprovechamiento de bajos costos de producción o generación de energía en puntos alejados de los centros de demanda.

La transmisión de energía requiere la utilización de diversos insumos productivos, siendo intensiva en el uso de capital. En efecto, el transporte de grandes volúmenes de energía desde un punto geográfico a otro requiere una fuerte inversión en infraestructura asociada a la construcción de líneas eléctricas y subestaciones de transformación o de maniobra, las que a su vez deben incorporar diferentes elementos de aislamiento, protección y estabilización para permitir la transmisión confiable de grandes potencias y en elevados niveles de tensión.

Otro factor importante en términos de los costos de la transmisión dice relación con la utilización del terreno. En efecto, las instalaciones de transmisión, particularmente las líneas, requieren utilizar espacios públicos e incluso atravesar predios privados en su trazado, lo que ha llevado en general a que las regulaciones que enmarcan su funcionamiento les otorguen determinados derechos para usar bienes nacionales de uso público o para imponer servidumbres de paso sobre predios de particulares, con el pago de las indemnizaciones que correspondan. De otra forma, el desarrollo y operación de las obras de transmisión no sería factible o bien acarrearía costos excesivos que en definitiva serían traspasados y remunerados por los consumidores finales.

La operación y mantenimiento de esta infraestructura, por su parte, suele tener un costo comparativamente menor respecto al costo del capital invertido. Estos costos están básicamente determinados por los salarios del personal involucrado y en menor medida por otros gastos de funcionamiento derivados del uso de materiales y otra infraestructura de apoyo. En una línea de alta tensión, por ejemplo, los costos de operación y mantenimiento anuales suelen ubicarse en promedio entre el 2% y el 3% del monto de inversión de la línea.

Las pérdidas de energía en las líneas de transmisión forman parte de su función de producción, pues existe un *trade-off* entre el dimensionamiento de la capacidad de las obras y el nivel de pérdidas en la línea, que es una función cuadrática de la potencia transmitida. En una visión más moderna, y dependiendo del marco regulatorio y de los criterios de asignación de costos entre los diferentes agentes del mercado, la función de producción del segmento puede incluir no sólo el costo de las pérdidas de energía en las líneas, sino también los costos de congestión en que se incurre cuando no resulta posible exceder determinados límites de transmisión<sup>27</sup>. Este trade-off es particularmente relevante al decidir la capacidad de las obras, en especial la selección del voltaje o tensión de transmisión, la sección de los conductores y el número de circuitos por línea.

No obstante lo anterior, y dependiendo del marco regulatorio aplicable, lo frecuente es que las pérdidas de transmisión y los costos de congestión sean absorbidas por los usuarios de los sistemas de transmisión, y no por el transmisor propiamente tal. Tal es el caso de Chile, donde son los agentes generadores y comercializadores los que asumen los costos de congestión y los costos de pérdidas, remunerándose al transmisor sólo la anualidad del valor de la inversión<sup>28</sup> y los costos de operación, mantenimiento y administración.

La transmisión de energía eléctrica presenta elevadas economías de escala<sup>29</sup>, situación que se funda en diversos aspectos de la estructura de su función de producción así como en las consideraciones y restricciones que determinan el proceso de planificación y/o diseño de estos sistemas.

---

<sup>27</sup> Se produce congestión cuando, por insuficiencia en la capacidad de transporte, debe abastecerse la demanda con generación local más cara que la transportada. En los casos en que la regulación asigna este costo al segmento de transmisión, la tarifa a pagar al transmisor se determina de modo de cubrir costos de transmisión que incluyen costos fijos, costos de pérdidas de transmisión, y costos de congestión, todos calculados para un sistema de transmisión económicamente adaptado o eficiente. En este caso, y aparte de los costos fijos tradicionalmente asumidos, el transmisor asume además los costos de pérdidas y de congestión, pasando por tanto a ser su responsabilidad el mantener un sistema de transmisión globalmente eficiente, de manera de tener bajo control los niveles de pérdidas y los eventos de congestión.

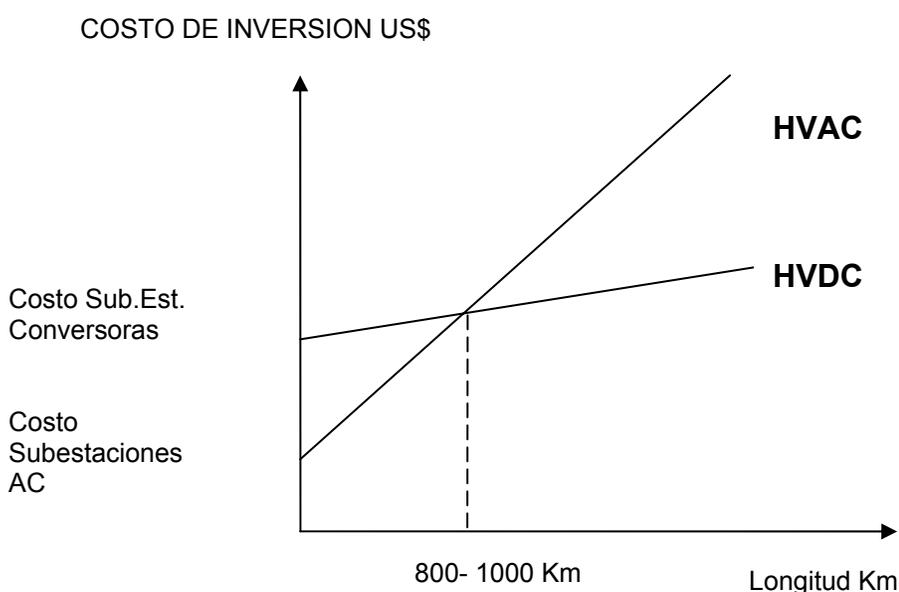
<sup>28</sup> La cual considera una tasa de descuento de 10%.

<sup>29</sup> La Regulación del Segmento de Transmisión en Chile, Documento de Trabajo CNE, 2005.

Estos aspectos son básicamente los siguientes:

- Indivisibilidades asociadas al dimensionamiento de componentes.
- Aumento de la capacidad de transporte en función cuadrática del voltaje o tensión de transporte, sin un incremento de la misma proporción en el costo de inversión respectivo.
- Predominio de factores fijos, que persisten como tales en presencia de aumentos de capacidad – entre ellos, costos de estructuras, valor de la franja de servidumbre, número de circuitos en un mismo trazado – y otros.

En particular, para el Proyecto Aysén existen distintas condiciones técnicas y eficiencias de la transmisión de electricidad en alta tensión, según el sistema: HVDC, Alta Tensión en corriente continua o HVAC, Alta Tensión en corriente alterna. En el siguiente gráfico se observa una comparación del costo de inversión entre ambos sistemas: en el primero, las estaciones terminales (o estaciones convertoras) son de mayor costo comparadas con las subestaciones en corriente alterna (HVAC). En cuanto al costo unitario por kilómetro de la línea del sistema de HVDC es menor que una línea de corriente alterna. En consecuencia, según se observa en el gráfico, existe una distancia en que para longitudes de líneas mayores, el costo del sistema de transmisión en corriente continua es más económico que un sistema HVAC.



Fuente: FNE, en base a información de TRANSELEC.

TRANSELEC ha informado la existencia de límites a la transmisión de electricidad referente a dos aspectos: límite sistémico y límite tecnológico.

El límite sistémico es el nivel de desconexión brusca de inyección que permite el sistema troncal sin entrar en un riesgo de falla general. Tal valor es independiente de cual sea el sistema de transmisión (HVDC o HVAC) y depende principalmente del nivel de demanda y su comportamiento dinámico frente a perturbaciones del sistema de desconexión de carga y su distribución en el sistema. Considerando los actuales esquemas de desconexión de carga y control de frecuencia y tensión, para el año 2012, a juicio de TRANSELEC, la mayor desconexión brusca que permitirá el sistema deberá ser del orden de 800MW lo que se incrementaría en aproximadamente 50MW por año.

En cuanto a límite tecnológico de una línea de HVDC con subestaciones convertoras, según información de Transelec, es del orden de los 3000 MW en 500kv. Por lo tanto, tecnológicamente, la línea de transmisión proyectada quedaría con una capacidad ociosa máxima de 600 MW.

Existen opiniones, entre otras, de la CNE y de la empresa Energía Austral, que apuntan a la posibilidad técnica de líneas de transmisión con mayor capacidad de transporte que la señalada por TRANSELEC: La CNE ha señalado que el acceso a la línea que se construya debe estar disponible para todos aquellos generadores que contribuyan a su financiamiento, en tanto que Energía Austral se ha referido a las características de una línea con mayor capacidad, señalando como ejemplo la transmisión en el Sistema Itaipú – Sao Paulo en donde se transmiten mas de 6.000 MW.

Otro aspecto que debe considerarse son los puntos de inyección o retiro del sistema. Geográficamente, las otras cuencas disponibles para generación se encuentran a distancias superiores a 400km, cercanas a la ciudad de Aysén con lo cual, si se utiliza esta línea para despachar la electricidad hacia el norte resultaría necesario incorporar puntos intermedios de inyección al sistema. TRANSELEC ha afirmado que agregar nuevos puntos – de retiro o de inyección de potencia al sistema de transmisión – produce un deterioro general de la confiabilidad en la transmisión. En estas circunstancias, una falla en el lado de corriente alterna de cualquier terminal convertor interrumpe la transmisión completa de los otros terminales, extendiendo la falla a más puntos de la red.

Adicionalmente, según TRANSELEC, debe considerarse el alto costo de inversión de cada una de las estaciones convertoras que normalmente hace recomendable contar con sistemas HVDC diseñados como autopistas expresas, sin conexiones intermedias. Sin embargo, existe información de la operación de al menos dos sistemas multiterminal en corriente continua, uno de ellos construido por ABB a petición de la misma Hydro-Québec que consiste en el sistema HVDC Québec-New England de 1500 km y 2000 MW de capacidad.

Las líneas de transmisión no tienen la posibilidad de ser escalables, debido a que para su construcción se requiere definir la potencia máxima de diseño desde el principio.

En relación a las estaciones convertoras, éstas tienen algún grado de escalamiento en el tiempo, pero la inversión inicial debe ser aproximadamente alrededor del 80% del valor final.

### **3.3. Otras Restricciones a la Entrada.**

Por la estructura organizacional del sector, existen costos de salida para las empresas generadoras o costos de cambio determinados por la existencia de contratos de largo plazo, cuyo término anticipado requiere de un aviso dado con 48 meses de antelación.

Las demoras en la construcción de estas centrales pueden obligar al pago de importantes multas y sobrepagos por efecto de los contratos que haya celebrado la empresa generadora.

**En consecuencia, si bien pueden identificarse diversas posibles barreras a la entrada del mercado, la mayoría tiende a diluirse en un horizonte de mediano y largo plazo, coincidente con el Proyecto Aysén, subsistiendo sólo, como significativas, las barreras que representan la posesión de derechos de aprovechamiento de aguas y de la línea de transmisión.**

#### IV. PARTICIPACIONES DE MERCADO Y COMPORTAMIENTO.

La tabla siguiente muestra las participaciones actuales de mercado para las principales generadoras, en función de la potencia instalada en el SIC<sup>30</sup>.

Al respecto, reiteramos que, a juicio de esta Fiscalía, es previsible que los incentivos establecidos en la Ley Corta, generen el ingreso al mercado de nuevas empresas generadoras, incluso con proyectos de energías no convencionales y pequeñas centrales – menores a 50 MW.

Tabla N° 2: Potencia Instalada en el SIC por Grupo Económico

Empresa Operadora	Potencia Bruta Instalada [MW]	Potencia Bruta Instalada [%]
GRUPO ENDESA	4.171,7	50,28%
GRUPO COLBÚN	1.464,4	21,88%
GRUPO AES GENER	1.815,4	17,65%
OTROS	845,5	10,19%
TOTAL DEL SIC	8.297,0	100,00%

Fuente: CNE y elaboración propia. Mayo 2006

Si bien el Joint Venture consultado no contempla la comercialización conjunta de la energía y potencia generadas, atendido su carácter permanente, hemos aplicado criterios concernientes a efectos unilaterales y coordinados propios del análisis de concentraciones.

En tal sentido, es evidente que el mercado presenta un importante grado de concentración, con un índice de Herfindahl cercano a 3400, similar a industrias como el gas licuado (HHI = 3300) e inferior al mercado de la telecomunicaciones (HHI = 5300).

Ahora bien, la naturaleza colaborativa del Proyecto Aysén implica que, por definición, no altera esos índices de concentración, sin perjuicio que, por su carácter permanente, deben analizarse eventuales peligros de coordinación, conforme a criterios propios de una operación de concentración.

<sup>30</sup> Esta es la función más utilizada para medir las participaciones en este mercado. Las participaciones también pueden determinarse en función de los volúmenes de ventas de energía y en función de la potencia efectivamente inyectada.

#### 4.1. Comportamiento Comercial.

El siguiente cuadro ilustra sobre el comportamiento comercial de las empresas involucradas en la consulta.

En relación con ello, debe aclararse que el registro de compras y ventas de energía en un mismo año se explica porque en algunos meses la empresa puede inyectar al sistema mayor cantidad de energía que la que retira, siendo, por ende, vendedora, y en otros meses puede verse en la situación opuesta, siendo entonces compradora.

Tabla N° 3b: Ventas y Compras de Energía de ENDESA y COLBÚN en el Mercado Spot o CDEC  
(en MWh)

Año	Ventas		Compras	
	ENDESA	COLBÚN	ENDESA	COLBÚN
1998	-	221.777	1.811.334	505.064
1999	394.617	788.238	976.149	589.108
2000	986.803	989.358	505.113	32.651
2001	1.326.664	1.758.252	-	-
2002	1.724.749	1.234.551	-	25.801
2003	1.815.630	693.536	-	172.162
2004	2.962.825	284.090	-	775.828
2005	4.488.913	3.485	3.602	938.017

Fuente: ENDESA, COLBÚN. Julio 2006

Conforme a esos datos, Colbún pasa de una posición fuerte de ventas en el mercado spot, el año 2001, con 1.758252 (MWh) y sin compras, a una posición de compra, con ventas por sólo 3.485 (MWh) y compras por 938.017 el año 2005, que puede explicarse como un posible cambio en las políticas comerciales de esta empresa, hacia estrategias comerciales más agresivas destinadas a obtener un mayor número de contratos, tanto de clientes libres como de regulados.

Endesa, salvo para los años 1998 y 1999, siempre ha tenido una actitud más conservadora, pues mayoritariamente vende su energía en el mercado del CDEC lo que implicaría una menor cantidad de contratos suscritos.

## 4.2. Instalaciones Futuras.

En la tabla N° 4 se muestran las instalaciones en actual construcción incluidas en el Programa de Obras, cuya entrada en operación está prevista para el período comprendido entre junio de 2006 y junio de 2008.

Tabla N°4: Instalaciones en construcción - SIC

Fecha de entrada		Obras de Generación en construcción	Potencia MW	Grupo
Mes	Año			
Junio	2006	Central Nueva Aldea 3 Licor Negro	20	Arauco/Celco
Junio	2006	Central Los Vientos TG, Diesel	120,8	GENER
Abril	2007	Ciclo Combinado GNL, San Isidro II (op. ciclo abierto diesel)	240	ENDESA
Abril	2007	Central Hidroeléctrica Quilleco	70	COLBÚN
Junio	2007	Central Hidroeléctrica Chiburgo	19,4	COLBÚN
Octubre	2007	Central Hidroeléctrica Hornitos	55	COLBÚN
Diciembre	2007	Central Hidroeléctrica Palmucho	32	ENDESA
Marzo	2008	Cierre Ciclo Combinado GNL San Isidro II (op. diesel capacidad final)	313	ENDESA
Junio	2008	Cierre Ciclo Combinado GNL San Isidro II (op. GNL capacidad final)	358	ENDESA
Junio	2008	Ciclo Combinado GNL San Isidro II Fuego Adicional (capacidad final)	377 <sup>31</sup>	ENDESA

Fuente: CNE+ elaboración propia, Abril 2006

Cabe señalar que proyectos posteriores al año 2010, pueden ser declarados por las empresas, pero no necesariamente llevados a cabo. Por lo tanto, a medida que aumenta el horizonte de estudio, existe mayor incertidumbre con respecto a la entrada de centrales debido a factores propios de la oferta y demanda por energía eléctrica, como también por el efecto estratégico del ingreso temprano de otras centrales generadoras. En este orden de ideas, la CNE ha informado a esta Fiscalía que, para la determinación del Plan de Obras, debe basarse en lo que dispone el inciso segundo del artículo 272 del Decreto Supremo N° 327 de Minería, de 1997:

<sup>31</sup> La capacidad de generación final de San Isidro II será de 377 MW, pero su entrada en operación se realizará en forma gradual, por etapas que sucesivamente representarán una capacidad instalada total de 240 MW, 313 MW y 358 MW en cada una.

*«De acuerdo a lo señalado y en relación, con la fecha estimada de puesta en servicio de cada central, la Central “Río del Salto”, de 25 MW de potencia, proyectada para el año 2013, podría ser evaluada en el Plan de Obras de la próxima fijación de precios de nudo, a partir de la información entregada por las empresas ENDESA S.A. y COLBÚN S.A., en cuanto la fecha indicada está dentro del horizonte de diez años al cual debe atender la Comisión.*

*En la misma circunstancia se encuentran las centrales Baker 1, de 650MW de potencia y Pascua 2, de 900MW de potencia, en cuanto sus fechas estimadas de puesta en servicio son los años 2013 y 2016, respectivamente.*

*Luego, a partir del año 2007, podría considerarse la central Pascua 1, de 430 MW de potencia y a partir del año 2008, la central Baker 2, de 350 MW de potencia, ya que sus puestas en servicio son los años 2017 y 2018, respectivamente.*

*Lo anterior, en todo caso, no impide a la Comisión omitirlas en los Planes de Obras de los años indicados, ya que de acuerdo al segundo párrafo de la letra d) del inciso segundo del artículo 272 del Reglamento, la información entregada por las Empresas, además de estar condicionadas a la Consulta que debe absolver el Honorable Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, tiene diversos requerimientos cuyos incumplimientos pueden provocar la postergación o cancelación de la construcción de las centrales generadoras proyectadas y, por consiguiente, de la línea de transmisión necesaria para su interconexión con el Sistema Interconectado Central.»*

*Así, la CNE concluye que “la información proporcionada por las Empresas faculta a la Comisión para evaluarlas a efectos de incluirlas como instalaciones recomendadas en el Plan de Obras, pero no es vinculante para la Comisión”; y*

De acuerdo a las presentaciones de las Empresas ante ese H. Tribunal, en cuanto carecen de información referencial sobre la fecha de inicio de construcción de las centrales proyectadas, la Comisión no deberá incluirlas como instalaciones en construcción sino hasta que se cumpla con la exigencia reglamentaria establecida en la letra c) del inciso segundo del artículo 272 del Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos; de manera que no es posible anticipar sus efectos en el Plan de Obras en términos precisos, sino sólo confirmar que, de iniciarse la construcción, tendrán tal carácter para efectos de su inclusión en el Plan de Obras que corresponda, en cuanto se hayan declarado como tales al último día hábil del mes de enero o del mes de julio según sea el caso.

## **V. POTENCIALES EFECTOS DEL ACUERDO ENDESA-COLBÚN.**

Sin perjuicio de que no existen antecedentes técnicos o económicos precisos referentes a la forma en que se desarrollará el Joint Venture, los siguientes son los efectos que esta Fiscalía estima previsible, con la información disponible:

### **5.1. Mecanismo de Transferencias de Energía y Potencia planteado.**

Según lo han informado las consultantes a esta Fiscalía, la energía y potencia generada por las centrales de propiedad de NEWCO serán inyectadas en su origen en la futura subestación Cochrane, la que la transmitirá mediante una línea de alta tensión en corriente continua hasta una subestación que se ubicará en la Región Metropolitana, donde la energía será ingresada al SIC. Para estos efectos, las empresas consultantes suponen una subestación Polpaico, ubicada al norte de Santiago.

En la subestación Polpaico la potencia inyectada proveniente de la línea de transmisión de corriente continua será medida horariamente, determinándose para cada hora de cada día cual es la energía ingresada al SIC.

Por otra parte, en los contratos de suministro entre NEWCO y Colbún y Endesa se establecerá que éstas comprarán y NEWCO venderá, en la proporción 49% y 51% respectivamente, la totalidad de la energía y potencia inyectadas en dicho punto una vez descontado el 12,3% de la potencia y energía generadas, que recibirá Endesa como precio por la transferencia a NEWCO de los derechos de agua asociados al proyecto. Lo anterior implica que, de la totalidad de la energía inyectada al SIC por NEWCO, un 57% será transferida a Endesa y el 43% restante a Colbún, durante el período en que se aplique el descuento, esto es, 30 años.

El CDEC-SIC será informado de lo anterior por las tres partes, de manera que en el balance de inyecciones y retiros horario que realiza en cada mes, en la subestación Polpaico se contabilizará horariamente una inyección y un retiro de NEWCO por la totalidad de la energía y potencia recibida en dicha barra, y a su vez se contabilizará una inyección de Colbún y otra inyección de Endesa por el 43% y 57%, respectivamente, de dicha energía y potencia.

De este modo, el balance de NEWCO en el CDEC-SIC será nulo porque estará inyectando y retirando la misma cantidad de energía y potencia en el mismo punto. Por su parte, COLBÚN aparecerá con una inyección positiva equivalente al 43% de NEWCO, más la energía y potencia de las otras inyecciones de energía y potencia que realicen sus plantas productivas (vigentes en ese momento) las cuales serán despachadas por el CDEC de acuerdo a un estricto orden de mérito, y retirará energía y potencia equivalentes a los contratos que ella tenga con sus clientes. Igual proceso realizará Endesa, pero evaluando sus respectivas plantas productivas, porcentaje de retiro de NEWCO y sus contratos de venta a clientes.

Al aplicar el procedimiento anterior, NEWCO se hace transparente para el CDEC-SIC siendo el impacto final la existencia de inyecciones de Colbún y Endesa que cada una de éstas destine a los mercados de electricidad establecidos (clientes regulados, no regulados y precio spot) de acuerdo con sus respectivas políticas comerciales.

Finalmente, de manera separada del ámbito del CDEC-SIC, NEWCO recibirá de Colbún y Endesa el precio pactado en los respectivos contratos de suministro (equivalente al costo marginal del sistema en la barra respectiva) por los montos de energía y potencia asociados, lo que constituirá su ingreso por concepto de venta de energía y potencia.

Ahora bien, la venta de NEWCO a Endesa y Colbún a un precio diverso de su costo marginal podría generar problemas de competencia. En efecto, si el precio se alinea con el costo marginal del SIC, que está sujeto a fluctuaciones (precios bajos con hidrologías húmedas y precios altos en épocas de sequía), se dificultaría la comercialización de energía por parte de Endesa y Colbún o, lo que es más grave, se posibilitaría la utilización de NEWCO por parte de Endesa y Colbún para influir en los costos marginales del SIC y, por esta vía, en los precios de generación.

En relación con este punto, la CNE ha expresado a esta Fiscalía que:

*“El precio que acuerden las partes no es materia trivial. En efecto, podría servir para concordar precios. Un precio alto, implicaría una señal para un precio alto en las comercializaciones, por lo que parece indispensable que el precio de transacción entre la nueva sociedad y las respectivas generadoras equivalga al costo marginal. Esta es una medida conveniente para salvaguardar la competencia en el sector. Si bien el efecto de la mencionada medida está básicamente radicado en el largo plazo, en el momento en que las nuevas centrales entren en operación, un acuerdo de*

*naturaleza colusorio efectuado en la actualidad, aunque esté referido a la operación futura, tendrá efectos en el corto plazo en los grados de rivalidad en el sector, pudiendo afectar negativamente el resultado de las licitaciones que se realizarán durante este año y el próximo. En este sentido, salvaguardar que la estructura de acuerdo no tenga efectos anti-competitivos representa una medida necesaria para no disminuir los niveles de competencia en el sector, tanto en el corto como en el largo plazo.”*

Esta Fiscalía no conoce prevenciones de estas contingencias por parte de Endesa y Colbún, estimando necesario solicitarlas.

## **5.2. Derechos de Agua.**

Como se ha señalado, los derechos de aprovechamiento de agua son un insumo esencial para la generación de electricidad con centrales hidroeléctricas, poseyendo Endesa una cantidad significativa de derechos de agua, particularmente en la XI Región.

Buena parte de estos últimos derechos serán destinados al Proyecto Aysén lo que, por tratarse de una operación de colaboración, más que propiamente concentrativa, genera una menor concentración de este insumo esencial que la actualmente existente (se distribuyen derechos de agua de Endesa entre Endesa y Colbún).

Sin embargo, Endesa y, en menor medida también Colbún, mantendrán una posición de privilegio en lo que toca a la posesión de derechos de aguas, bienes estos esenciales al punto que Endesa podría estar obteniendo rentas sobrenormales en la cesión de derechos de agua a la misma NEWCO (pagaderos por ésta con energía y potencia).

## **5.3. Eventual Coordinación.**

La creación de una empresa en común, aún cuando sea con fines de colaboración limitados a la producción, naturalmente crea una instancia de potencial coordinación entre competidores, que debe ser analizada en todos sus aspectos.

### **5.3.1. Coordinación en planes de expansión.**

El Proyecto Aysén, una vez operativo, no debiese alterar los niveles de concentración del mercado, por efecto del crecimiento que se proyecta en su oferta y en su demanda, de modo que no hay incentivos adicionales para la coordinación

que enunciamos. Por las mismas razones (proyecciones de crecimiento), lo previsible es que cada empresa generadora busque tomar la mayor parte posible de la demanda futura a través de la construcción de nuevas centrales.

### 5.3.2. Coordinación para excluir nuevos competidores.

En el extremo, el sólo anuncio del Proyecto Aysén podría erigirse en una barrera estratégica destinada a desincentivar inversiones programadas con anterioridad.

A este respecto, el artículo 99° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos establece resguardos, pues conforme a la norma el dilatar inversiones expone en forma creciente a las empresas al riesgo de pagar compensaciones. Esto, unido a los incentivos al ingreso de nuevos actores incorporados recientemente a la legislación del sector, relativiza la posibilidad de exclusión.

### 5.3.3. Coordinación para afectar el Plan de Obras.

El Proyecto Aysén podría afectar los precios de nudo de energía y potencia, hoy *“precios de nudo de corto plazo”*.

En esencia, se calculan los costos marginales de energía y potencia, para los próximos 48 meses (cuatro años). Como señala la LGSE, *“los precios de nudo [de corto plazo] deberán reflejar un promedio en el tiempo de los costos marginales de suministro a nivel de generación-transporte para usuarios permanentes de muy bajo riesgo”* (Art. 97° LGSE).

La declaración **formal** de que una central generadora de electricidad está en construcción tiene efectos en los precios regulados de generación, los llamados “precios de nudo”. Así, el artículo 99° LGSE lo dispone al señalar que

*Para cada fijación semestral, los precios de nudo de corto plazo se calcularán de la siguiente forma:*

*1.- Sobre la base de una previsión de demandas de potencia de punta y energía del sistema eléctrico para los siguientes diez años, y **considerando las instalaciones existentes y en construcción**, se determina el programa de obras de generación y transmisión que minimiza el costo total actualizado de abastecimiento, correspondiente a la suma de*

*los costos esperados actualizados de inversión, operación y racionamientos durante el período de estudio (...)*

De modo más detallado, el Reglamento Eléctrico desarrolla el procedimiento de cálculo de los precios de nudo de corto plazo, en los artículos 268° y siguientes. En el cálculo de los precios de nudo de corto plazo, la CNE debe establecer un programa de obras de generación y transmisión (el “*plan de obras*”), que minimice el costo total actualizado de abastecimiento en el sistema eléctrico para los siguientes 10 años. Para el diseño de dicho Plan, la CNE se basa en previsiones de demandas, instalaciones existentes, instalaciones en construcción e instalaciones recomendadas por ella.<sup>32</sup>

Ahora bien, las instalaciones que recomienda la CNE en su plan de obras en cada fijación semestral de precios de nudo cubren precisamente el uso estratégico que pudieran hipotéticamente hacer los generadores, porque como resultado de su inclusión los precios de nudo serán inferiores, al ser técnica y económicamente factibles (Art. 272, d) Reglamento Eléctrico).

**De esa forma, las empresas no deberían tener incentivos para manipular los avisos de inversiones, desde que tal conducta se traduciría en menores precios de nudo.**

Más todavía, se entiende que una central está “*en construcción*” solo en los casos que *taxativamente* indica el Reglamento Eléctrico, con lo cual se dificulta que empresas generadoras o transportistas efectúen anuncios carentes de seriedad. De hecho, en 1996 se demandó al Fisco por incluir en el plan de obras de la CNE una central que aparecía “recomendada” por ella y que según la actora, *debía ser* una central de su propiedad que estaba en construcción. En dicha oportunidad uno de los elementos controvertidos fue precisamente el que la central estuviese o no en construcción.<sup>33</sup> Este problema fue resuelto con la reforma reglamentaria del año 2003.<sup>34</sup>

---

<sup>32</sup> Art. 271°, Reglamento Eléctrico

<sup>33</sup> Demanda de indemnización de perjuicios caratulada “*Chilgener con Fisco de Chile*”. Tanto en primera como en segunda instancia fue rechazada la demanda de la generadora.

<sup>34</sup> D.S. N° 158, de 2003, de Economía

#### 5.3.4. Coordinación para afectar los precios.

Este tipo de operaciones “colaborativas” merecen particularmente la atención de los organismos pro competencia en relación con la eventual coordinación de las partes para afectar los precios, riesgo que aumenta mientras cuando convergen los costos y el producto es homogéneo, lo que sucede en este caso.

En efecto, el joint venture implica que parte de los costos de ambas empresas serán idénticos, lo que determina que los precios de comercialización que ofrezcan tiendan, proporcionalmente, a asimilarse, cuestión que es preocupante si se tiene presente el mecanismo de licitaciones de suministro eléctrico dispuesto por la Ley Corta Eléctrica II.

No obstante, en este mercado todos los agentes pueden monitorear los costos de despacho de sus competidores. En este caso, específicamente, el comportamiento de NEWCO sería transparente para el CDEC-SIC, siendo el impacto final la existencia de inyecciones de Colbún y Endesa que cada una destinará a los mercados de electricidad establecidos (clientes regulados, no regulados y precio spot) de acuerdo con sus particulares políticas comerciales.

#### **5.4. Gobernabilidad del CDEC.**

El CDEC-SIC ha señalado a esta Fiscalía que la eventual nueva empresa estaría obligada a participar en el CDEC, debido a que sus centrales serán de una capacidad instalada mayor a 61 MW.

No obstante, NEWCO podría eximirse de participar si suscribe un contrato con otra entidad integrante, para la entrega de la totalidad de la energía producida por sus instalaciones de generación.

En todo caso, de participar en el CDEC, NEWCO sería un integrante más. En la actualidad, el CDEC está compuesto por 15 empresas, tanto del sector Generación como del de Transmisión, contando todas con derecho a voz y a voto, y exigiendo unanimidad las decisiones más trascendentes, debiendo además considerarse la participación, por obra de la Ley N° 20.018, de las empresas de subtransmisión y de un representante de los grandes clientes, en la forma que lo definirá el respectivo reglamento, cuya promulgación se encuentra pendiente.

Además, NEWCO sería parte del CDEC sólo 6 meses antes de que entre en funciones la primera central del Proyecto Aysén, denominada “Baker 1”, lo que ocurrirá en el año 2013, época en que el CDEC y su Directorio deberían contar con un número mayor de integrantes que el actual, diluyendo aún más la posible influencia de NEWCO.

## **5.5. Sistema de Transmisión.**

La posesión y acceso a la línea de transmisión tiene un efecto disuasivo a la entrada de nuevos competidores en la XI Región, pues ese activo constituye una instalación esencial.

Además, la línea de transmisión se construiría sobre la base de un trazado óptimo, en función del nivel de operación estimado, razón por la cual el sistema, opuesto al “modular”, no permitiría el acoplamiento de tramos, debiendo un nuevo sistema de transmisión, necesariamente, incurrir en el desarrollo de una segunda línea, con los consiguientes costos:

- Costo monetario
- Costo del intrínseco a la condición de segundo mejor trazado óptimo, pues el primero sería el del Proyecto Aysén.
- Costo medio ambiental por efecto de una nueva línea de transmisión.

Endesa, en su consulta, reconoce que las regulaciones de la transmisión de energía *“persiguen impedir el ejercicio de un poder monopólico por parte de la propietaria de las instalaciones y se evita la duplicación económicamente inconveniente de obras de transmisión”*.

En similar orden de ideas, la CNE informó a este servicio que, *“de aprobarse por parte de las autoridades ambientales la construcción de una línea de transmisión, ello disminuiría la posibilidad que sea aprobada una segunda línea”*. Agregó la Comisión a propósito de línea del Proyecto que *“dado el elevado costo que tendría la línea, si se construye una línea de transmisión, esta tendría las características de instalación esencial. Por tanto con el fin de no imponer una barrera innecesaria a otros proyectos que se podrían desarrollar en la zona de Aysén, sería apropiado tomar resguardos en cuanto a que todos los interesados*

*en obtener capacidad de transmisión dispuestos a contribuir a su financiamiento en la proporción debida tengan oportunidad de hacerlo.”*

## **5.6. Generación de Energía.**

La CNE ha informado que es necesario diferenciar el escenario de corto plazo y el de largo plazo, pues *“en una mirada de largo plazo, no se advierten grandes barreras de entrada al sector, y de existir será responsabilidad de los órganos de competencia y de la autoridad sectorial eliminarlas”*.

En efecto, la situación de corto plazo se presenta relativamente compleja, pues en los próximos meses diversas empresas de distribución deberán licitar un suministro de energía correspondiente a una capacidad instalada en torno a los 4000 MW, la que deberá estar disponible a partir del 1 de enero de 2010<sup>35</sup>.

Debido al horizonte temporal, en algunas licitaciones las empresas adjudicatarias tendrán, en el mejor de los casos, 36 meses para construir sus plantas, contados desde la oferta de generación. Así, la disponibilidad de nuevas centrales, sean éstas de agentes ya establecidos o entrantes, está limitada a aquellos proyectos que ya se encuentran en estado avanzado de desarrollo. En el marco de estas consideraciones, la CNE decidió aceptar peticiones realizadas por las empresas distribuidoras y pospuso la fecha de inicio de los suministros licitados desde el 1 de enero de 2009 al 1 de enero de 2010, con el fin de permitir que se ofertaran proyectos que no habrían estado disponibles en la primera de las fechas señaladas. No obstante esa prórroga y por las razones expuestas, parte de la licitación será cubierta, a juicio de la CNE, necesariamente con plantas que ya se encuentran instaladas o en construcción.

Es en estas condiciones de estrechez de oferta que, según lo informado por la CNE, *“la probabilidad de ejercer poder de mercado es mucho mayor y más atractiva, respecto de los nuevos contratos que se celebren en ese período”*, aunque la prórroga del inicio de las licitaciones al 1 de enero de 2010 mejoró el escenario.

---

<sup>35</sup> Esta cifra representa cerca del 85% de la demanda de clientes sujetos a regulación tarifaria esperada para el año 2010

En todo caso, el horizonte posterior a esta coyuntura es, en parte debido a ésta, el de incremento de la competencia en el mercado de generación, con incorporación de nuevos proyectos, contexto éste en que se enmarcaría el Proyecto Aysén.

#### **5.7. Mercado Spot o del CDEC.**

Por la forma de operar el sistema de despacho, esto es, por “orden de mérito”, es poco probable que una o más empresas puedan ejercer su poder de mercado en la fijación del precio spot o costo marginal del sistema al cual las empresas generadoras intercambian energía.

Igualmente, formas indirectas de ejercer poder de mercado, por ejemplo, reducción de la oferta por medio de mantenimientos prolongados, declaración de niveles de embalse injustificadas, manipulación de precios de combustibles u otros, se ven minimizadas por efecto de la Ley Corta I y II y las potestades fiscalizadoras de la SEC.

#### **5.8. Mercado de la Comercialización.**

Con la entrada en vigencia de la Ley Corta II, las distribuidoras deben licitar sus necesidades de energía entre las generadoras, frente a lo cual existe el peligro de reparto de mercado u otro acuerdo similar entre las empresas generadoras, debido en parte a que las distribuidoras no tienen estímulos para contrarrestarlos, pues traspasan precios a los consumidores, manteniendo su rentabilidad.

Esta situación es preocupante, pero la verdad es que lo es con o sin el Proyecto Aysén, cuyo peso es relativo, en especial considerando un horizonte de mediano y largo plazo, como se ha explicado.

## **VI. EFICIENCIAS DEL ACUERDO.**

Para el correcto análisis de las eficiencias esperadas del Joint Venture, deben ser las empresas participantes de la operación quienes las describan, especifiquen y cuantifiquen. Hasta la fecha no se ha obtenido información sustantiva relativa a las eficiencias, salvo respecto de apreciaciones cualitativas de las consultantes acerca de las ventajas de compartir el riesgo de la inversión y la liberación de recursos de Endesa, disponibles para nuevos proyectos.

Al respecto, si bien la magnitud de las inversiones que requiere el proyecto es elevada, los indicadores financieros indican que Endesa podría financiarlo sin asociarse. Más plausible parece, en la perspectiva de detección de eficiencias y considerando la restricción de la oferta del SIC, el argumento de liberación de recursos para nuevos proyectos de Endesa, pero no es posible evaluarlo por cuanto la empresa no ha entregado detalle alguno.

Además, de ser efectivas las eficiencias señaladas, se limitarían a la etapa de levantamiento de capitales y elaboración del proyecto, pero no existirían ni en el desarrollo de la operación en sí, ni en la tecnología involucrada, ni en lo relativo a otras ganancias de eficiencia.

## VII. CONCLUSIONES.

El análisis se ha realizado sobre la base de antecedentes más bien escasos aportados por las consultantes y asumiendo los supuestos que se derivan de los mismos, de los cuales se desprende, como condicionante de dicho análisis, el carácter más bien colaborativo que concentrativo de la operación consultada, atendida la ausencia de funciones de comercialización de NEWCO más allá de las asociadas, aunque con efectos permanentes que ameritan revisión.

En consecuencia, por su naturaleza, esta operación no aumentaría los niveles de concentración ya existentes, los que además deben ser ponderados teniendo presente el crecimiento esperado de la oferta y la demanda en el mediano y largo plazo.

Ahora bien, sin perjuicio del carácter más bien colaborativo de la operación consultada, sus efectos permanentes, la convergencia en costos y la homogeneidad del producto aumentan los riesgos de coordinación entre las partes, lo que en todo caso debe ser evaluado en el contexto del sistema de fijación de precios e inyección de energía en el SIC (coordinado por el CDEC), que se caracteriza por la transparencia y el monitoreo permanente.

Igualmente, preocupa a esta Fiscalía la venta de energía por parte de NEWCO a Endesa y Colbún a un precio diverso de su costo marginal. Como se ha señalado, si el precio se alinea con el costo marginal del SIC, que está sujeto a fluctuaciones, se dificultaría la comercialización de energía por parte de Endesa y Colbún o se posibilitaría la utilización de NEWCO por parte de Endesa y Colbún para influir en los costos marginales del SIC y, por esta vía, en los precios de generación.

Contribuiría a precaver esos riesgos, el condicionar la operación, para el caso en que el H. Tribunal la apruebe, al sometimiento de NEWCO, con carácter obligatorio, a las instrucciones del CDEC-SIC en lo relativo al mantenimiento de las centrales, instruyendo al CDEC-SIC para que evite la entrada conjunta de esas centrales en mantención.

Por otro lado, la disponibilidad de derechos de aguas, insumos esenciales para la generación hidroeléctrica, constituye una barrera a la entrada a este mercado, razón por la cual, atendido el estado de la propiedad de esos derechos y las solicitudes sobre los mismos, esta Fiscalía es de opinión, para el caso en que el H. Tribunal apruebe la operación consultada, que ello se haga bajo condición de que Endesa y Colbún renuncien a las solicitudes de derechos de aguas en actual tramitación en la XI Región y se les prohíba adquirir y solicitar nuevos derechos de aguas con fines hidroeléctricos en la misma Región. Junto a ello, la Fiscalía estima del caso sugerir al H. Tribunal que instruya a la Dirección General de Aguas para que, luego de formalizadas las referidas renunciaciones, realice las gestiones necesarias para la pronta asignación de los derechos consuntivos de aguas actualmente solicitados para uso hidroeléctrico.

Ahora bien, la construcción de nuevas centrales podría verse impedida por una barrera técnica insalvable como es el uso de la línea de transmisión eléctrica, al constituir ésta una instalación esencial. Es indispensable, por lo tanto, garantizar el acceso abierto a ella, recurriendo a fórmulas técnicas, que determinen su factibilidad en la etapa de proyecto y no después, y a fórmulas económicas que garanticen aquel acceso, como el proceso de *open season*, de uso generalizado en gasoductos.

Es todo cuanto puedo informar.

**POR LO TANTO,**

**A ESE HONORABLE TRIBUNAL SOLICITO**, conforme lo ordenado a fojas 119, y de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 18 N° 2) y 31 N° 1) del D.L. N° 211, tener por aportados por esta Fiscalía estos antecedentes.

**PRIMER OTROSÍ:** Acompaño a VS. la información que sobre la Alianza en consulta y sus efectos en el mercado eléctrico ha sido proporcionada a esta Fiscalía por las empresas eléctricas generadoras y distribuidoras, por la Asociación Gremial que las agrupa, por Transelec y por la Comisión Nacional de Energía. Acompaño el legajo adjunto con las copias íntegras de sus comunicaciones, solicitando al H. Tribunal que disponga reserva de estos antecedentes y su custodia por el señor Secretario del H. Tribunal, atendido que podría contener información confidencial de las empresas y entidades informantes.

**SEGUNDO OTROSÍ:** Sírvase ese H. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, tener presente que mi personería para representar a la Fiscalía Nacional Económica consta del Decreto Supremo de mi nombramiento en el cargo de Fiscal, copia del cual acompaño.

**ENRIQUE VERGARA VIAL  
FISCAL NACIONAL ECONÓMICO**

RBV/BSC/POS/CSQ