

Unclassified

DAF/COMP/LACF(2014)9

Organisation de Coopération et de Développement Économiques
Organisation for Economic Co-operation and Development

20-Aug-2014

Spanish - Or. English

**DIRECTORATE FOR FINANCIAL AND ENTERPRISE AFFAIRS
COMPETITION COMMITTEE**

**LATIN AMERICAN COMPETITION FORUM (Spanish Version)
FORO LATINOAMERICANO DE COMPETENCIA**

**Sesión II - Los Mercados de la Electricidad en América Latina:
Integración Regional y Cuestiones Relativas a la Competencia**

-- Contribución de Chile (TDLC) --

16-17 de septiembre 2014, Montevideo, Uruguay

Se hace circular el documento adjunto elaborado por Chile (TDLC) PARA SU DEBATE en la Sesión II del Foro Latinoamericano de Competencia que se llevará a cabo los días 16 y 17 de septiembre de 2014 en Uruguay.

Contacto: Ania Thiemann, Gerente de relaciones globales, División de la Competencia de l'OCDE
Tel: +33 1 45 24 98 87, Correo electrónico: Ania.Thiemann@oecd.org.

JT03361242

Complete document available on OLIS in its original format

This document and any map included herein are without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

DAF/COMP/LACF(2014)9
Unclassified

Spanish - Or. English

FORO LATINOAMERICANO DE COMPETENCIA



16-17 de septiembre de 2014 • Montevideo • Uruguay

Sesión II - Los Mercados de la Electricidad en América Latina: Integración Regional y Cuestiones Relativas a la Competencia

INTEGRACIÓN REGIONAL Y COMPETENCIA EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO

-- CONTRIBUCIÓN DE CHILE (TDLC*) --

1. Marco general y principios que regulan el sector

1. Entre fines de los años 70 y principios de los años 80, Chile liberalizó el sector energía, en un ambiente de subsidiaridad del Estado y de promoción de la actividad privada. Esta medida fue consistente con un esquema de economía competitiva y abierta al mundo, modelo que se adoptó en todos los sectores económicos.

2. De esta manera, se procedió a descentralizar el sector energía; por medio de: (i) eliminar los monopolios u oligopolios estatales que operaban en petróleo, electricidad y carbón; (ii) permitir el funcionamiento de mercados competitivos donde fuera posible; (iii) distinguir y separar los tres segmentos principales de este mercado, a saber: generación, transmisión y distribución eléctrica; (iv) liberalizar la generación; (v) concesionar la distribución y regularla bajo un esquema de empresa modelo eficiente, dadas sus características de monopolio natural; (vi) dar los primeros pasos hacia la regulación de la transmisión, que también presenta características de monopolio natural; (vii) crear un nuevo marco institucional, el cual comprende un ente fiscalizador -la Superintendencia de Electricidad y Combustibles-, entes coordinadores -los Centros Económicos de Despacho de Carga-; y (viii) generar el marco normativo adecuado, el cual incluye la ley que regula las tarifas de distribución eléctrica.

3. Todo lo anterior se hizo con el objeto de atraer inversión privada al sector energía y extender la cobertura de energía eléctrica progresivamente a toda la población, objetivos que se han cumplido. Es así como, según datos censales, mientras en 1982 un 85,2% de los hogares del país contaban con energía eléctrica, en 2002 esta proporción había aumentado a un 97,1%, alcanzando el año 2011 a un 99,7% de los hogares en zonas urbanas y a un 95,5% de aquellos en zonas rurales (totalizando la penetración del sistema

* Tribunal de Defensa de la Libre Competencia.

eléctrico un 99,1% de los hogares del país), de acuerdo con la información de la encuesta Casen de ese mismo año.

4. El marco regulatorio del sector eléctrico chileno parte de la base que existe un mercado libre y competitivo en el segmento de generación. Es así como existe libre acceso a las redes de transmisión por parte de las centrales generadoras, se desarrollan los proyectos económicamente más convenientes siempre que respeten las normas técnicas y ambientales, y las decisiones de inversión son asumidas a riesgo de los inversionistas, quienes enfrentan un sistema de precios libres para contratar con clientes finales y con los distribuidores. El precio de venta de las generadoras a los grandes consumidores y a las distribuidoras es libre, y resulta de negociaciones bilaterales, en el primer caso, o de procesos de licitación competitivos en el segundo.

5. Es decir, las empresas generadoras toman libremente sus decisiones de inversión y de comercialización. Ellas pueden comercializar su energía mediante la suscripción de contratos de mediano y largo plazo a precios estabilizados con las empresas distribuidoras y con grandes clientes mineros e industriales, o bien, vender en el mercado *spot*, en el cual transan hora a hora la diferencia entre su producción efectiva y sus compromisos contractuales.

6. El despacho de las centrales se programa para satisfacer la totalidad de la demanda al menor costo posible. Esto se logra priorizando el despacho de unidades de menor a mayor costo variable de operación, labor desarrollada por los Centros Económicos de Despacho de Carga en cada Sistema Interconectado.

7. En los segmentos de transmisión y de distribución la presencia de economías de escala da lugar a la existencia de monopolios naturales, por lo que existe una regulación que establece las obligaciones de inversión, acceso abierto, y que regulan la fijación de los precios sobre la base de costos eficientes de prestación de estos servicios, tanto el segmento de transmisión como en el de distribución (Decreto con Fuerza de Ley N° 4, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2007). La Comisión Nacional de Energía es la institución encargada de los estudios tarifarios y de llevar a cabo los procesos de regulación de tarifas.

8. El sistema de transmisión es de acceso abierto para todos los generadores y comercializadores, mediante el pago de peajes, lo que les permite vender su energía con independencia de la localización de los consumidores.

9. Al mes de marzo 2014, la capacidad instalada total de generación en Chile era de 18.858,2 MW, de la cual un 66,0% es de origen térmico, y un 31,7% de origen hídrico.

10. Chile posee cuatro sistemas eléctricos: Sistema Interconectado del Norte Grande, el cual comprende las regiones norte del país y aporta un 28% de la capacidad instalada de generación; el Sistema Interconectado Central, el que se extiende en toda la zona centro sur de Chile. Este sistema abastece a un 92% de la población del país y aporta el 71% de la capacidad instalada total de generación; el Sistema Eléctrico de Aysén y el de Magallanes, los cuales aportan el 0,29% y 0,62% de capacidad instalada de generación y abastecen a las dos regiones del extremos sur de Chile.

11. La política institucional es desarrollada por el **Ministerio de Energía**, entidad creada el año 2010. Previamente dicha labor era desarrollada por el Ministerio de Economía en conjunto con la Comisión Nacional de la Energía.

12. Este sector cuenta con un **Panel de Expertos**, entidad creada el año 2005, con el fin de resolver divergencias y conflictos entre empresas.

13. Tanto en este sector como en todos los sectores de la economía, los agentes económicos deben cumplir con las normas de libre competencia. Las autoridades sectoriales y las autoridades que velan por la libre competencia (**FNE** y **TDLC**) son independientes entre sí, y están claramente delimitados sus ámbitos y su actuar.

2. Integración regional

14. Desde la liberalización del sector energía, el mercado eléctrico chileno del Sistema Interconectado Central se desarrolló principalmente en base a centrales hidroeléctricas y termoeléctricas a carbón, dado su menor costo. El Sistema Interconectado del Norte Grande, por su parte, se desarrolló principalmente en base a centrales a carbón.

15. La única experiencia que ha tenido Chile en materia de integración regional en materia eléctrica dice relación con la importación de gas natural de Argentina a nuestro país, cuya evolución se describe a continuación.

16. Los Gobiernos de Chile y Argentina firmaron en 1995 un Protocolo de Integración Gasífera que daba garantía de no discriminación a los compradores chilenos respecto de los argentinos, y que aseguraba un trato no discriminatorio en caso de déficit de suministro en Argentina, lo cual implicaba que cualquier déficit que pudiera ocurrir circunstancialmente se prorratearía entre ambos países.

17. Inicialmente, el Gobierno Argentino estuvo dispuesto a vender aproximadamente 5 millones de m³/día de gas desde sus yacimientos de Neuquén a un comprador único en Chile (Proyecto Transgas).

18. Posteriormente, y respondiendo a las presiones de otros grupos industriales chilenos dispuestos a desarrollar gasoductos competitivos y a la voluntad de productores argentinos por exportar dicho recurso, el Gobierno Argentino accedió a exportar gas natural de cualquiera de sus yacimientos donde hubiera disponibilidad de reservas suficientes para abastecer el consumo interno y los compromisos de exportación que se establecieran.

19. Lo anterior generó la “guerra de los gasoductos” en Chile, período durante el cual diversos grupos industriales compitieron por cerrar contratos de venta de gas a generadores eléctricos y distribuidores de gas de red, tanto en la zona norte (gasoductos Norandino y GasAtacama), como en la zona central (proyecto Transgas y GasAndes). La guerra se tradujo en definitiva en la materialización de 4 gasoductos (Norandino y GasAtacama en el Norte, GasAndes y Pacífico en la zona centro-sur), más una línea de interconexión eléctrica que conectó la central TermoAndes, de 630 MW, al SING, y un gasoducto para la alimentación de la planta Methanex en Magallanes. Se instalaron así más de 3.500 MW en centrales a gas en el país y se desarrollaron redes de distribución de gas natural en las principales ciudades del centro y sur de Chile. Esta mayor competencia se tradujo en una guerra de precios de suministro a los grandes consumidores eléctricos que compraban a precio libre, y en ofertas a distribuidores eléctricos con premios por contrato.

20. Esto llevó a la Comisión Resolutiva de la época a proponer una recomendación normativa, sugiriendo introducir la obligación de efectuar licitaciones de suministro por parte de las distribuidoras. Ello, con el fin de dar las mismas oportunidades a todos los generadores para acceder a contratos con las distribuidoras. Esta recomendación finalmente se tradujo en una modificación legal (conocida en Chile como Ley Corta II, del año 2005).

21. La caída en los precios (de 65 US\$/MWh, a precios del orden de los 30 a 32 US\$/MWh -un 50% menos-) se debió principalmente al menor costo de inversión de las centrales de ciclo combinado a gas natural, al menor costo de dicho combustible y a la posibilidad de construir en períodos muy cortos de tiempo, todo lo cual facilitó la entrada de nuevas centrales. Dado que muchos de los contratos con clientes libres consideraban fórmulas de indexación en base al precio de nudo (precio de generación regulado a esa época), se generaron sucesivas caídas en los precios.

22. La percepción general de disponibilidad ilimitada de gas natural proveniente de Argentina llevó a que en el sector eléctrico chileno se abandonaran prácticamente todos los proyectos de generación con tecnologías alternativas -hidroeléctricas y termoeléctricas a carbón-.

23. Lamentablemente con la devaluación de la moneda Argentina, a fines del año 2001, y el congelamiento del precio de una serie de bienes y servicios públicos, incluido el precio en boca de pozo del gas natural -a un nivel diez veces menor a su valor internacional- se generó una paralización de las inversiones en exploración y explotación de este combustible en Argentina, lo cual se tradujo en un escenario cada vez más incierto respecto del suministro de dicho combustible hacia nuestro país. Situación que llevó a que el Gobierno argentino incumpliera el Protocolo de Integración Gasífera suscrito con Chile a principios del 2004. Eso se tradujo en cortes en las exportaciones de gas natural argentino hacia Chile.

24. Esto generó un enorme impacto en nuestro país. Se paralizaron todos los proyectos de inversión existentes basados en nuevos ciclo combinados a gas natural y se centró el suministro disponible a cubrir sólo el abastecimiento de los consumos residencial y comercial. A nivel industrial, se sustituyó el gas natural argentino por petróleo diesel, gracias a lo cual no hubo problemas de déficit de suministro. Sin embargo, esta sustitución generó pérdidas cuantiosas producto del mayor costo que significó operar con diesel en vez de gas natural argentino (de 30 a 150 US\$/MWh).

25. Dado que los precios de generación presentaron problemas para ajustarse a la nueva situación y a la creciente demanda por energía (que presentaba a la época un crecimiento promedio de 6% anual) las autoridades decidieron legislar y liberalizar los precios de nudo.

26. La Ley N° 20.018 (conocida como Ley Corta II) permitió que las distribuidoras asignaran sus contratos de suministro mediante licitaciones competitivas, con lo cual liberalizó los precios de nudo, reemplazándolo por el precio promedio de dichas licitaciones.

27. También como consecuencia de la crisis de suministro de gas natural argentino, se desarrollaron dos proyectos de Gas Natural Licuado (GNL): Terminal GNL Quintero y el Terminal GNL Mejillones.

3. Interconexión SIC SING

28. El Decreto con Fuerza de Ley N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en su art. 117, permitía que una empresa privada pudiera desarrollar un proyecto de interconexión entre sistemas independientes. Sin embargo, para ello la empresa que tenía interés en desarrollar dicho proyecto debía convocar, mediante un procedimiento abierto, a los posibles clientes de su línea de interconexión y convenir con ellos los términos del contrato. En este esquema, era el inversionista quien asumía los riesgos de construcción y de negociar su financiamiento con las empresas interesadas en la ejecución de dicho proyecto y la línea de interconexión, según este esquema, pasaba a formar parte de las líneas de transmisión adicionales al Sistema Troncal.

29. La reciente Ley 20.726, publicada el 7 de febrero del 2014, permite que las interconexiones entre sistemas eléctricos independientes puedan ser consideradas como nuevas obras de transmisión que forman parte del Sistema de Transmisión Troncal. Lo anterior faculta a la Comisión Nacional de Energía a ordenar la licitación de este proyecto como parte del Plan de Expansión Anual del Sistema de Transmisión Troncal.

Al incorporarlo dentro de este Sistema, el inversionista privado deja de enfrentar el riesgo de negociación directa con sus clientes y cambia la estructura de remuneración del mismo, dado que en el Sistema de Transmisión Troncal, la generación paga un 80% del peaje por el uso de las líneas y la demanda el restante 20%. Esto debiera incentivar el desarrollo de este proyecto de interconexión.

4. Casos de libre competencia en el sector eléctrico

30. Si bien desde la creación del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (“TDLC”) en el año 2004 han existido casos en que han participado empresas del sector eléctrico, lo cierto es que los casos más importantes sobre la materia fueron fallados hace ya más de una década por la Comisión Resolutiva (“CR”), autoridad de competencia antecesora del TDLC.

31. A fines de los años noventa, la FNE presentó un requerimiento en contra de empresas de los sectores de generación, transmisión y distribución, las que pertenecían en importantes porcentajes a una misma empresa. En la Resolución N° 488, de 11 de junio de 1997, la CR identificó riesgos de dicha integración vertical en el mercado, y por ello dictó instrucciones generales que buscaban aminorarlos. La CR sugirió que (i) la autoridad promulgara un Reglamento con el objeto de resolver los problemas que digan relación con el proceso de uso, tarifas y peajes en las redes de transmisión; (ii) la empresa dedicada a la transmisión eléctrica, debía convertirse en dueña de sus activos y en sociedad anónima abierta de giro exclusivo; (iii) hizo presente la conveniencia que la empresa de transmisión se abriera a la participación accionaria de terceros, sean generadores o no; y, (iv) en función de una mayor transparencia, recomendó que las empresas distribuidoras licitaran públicamente sus abastecimientos de energía y potencia sobre la base de condiciones libremente desarrolladas por ellas, que fuesen de general aplicación, objetivas, no discriminatorias y de público conocimiento, eliminando con ello cualquier posibilidad de discriminación arbitraria e ilegítima.

32. Posteriormente, en 2002, la CR volvió a estudiar este mercado. Enersis tomó el control de Endesa, lo que motivó a la FNE a interponer un requerimiento pues ello, a su juicio, implicaría riesgos que decían relación con: (i) la posibilidad que una sola persona jurídica monopolizara el mercado al tener participaciones mayoritarias en empresas pertenecientes a todos los segmentos del mismo; (ii) que un control absoluto de Enersis sobre Endesa afectaría negativamente a los competidores actuales y potenciales de la generadora, por cuanto verían limitado su acceso a contratos de abastecimientos con distribuidoras relacionadas a Enersis, así como a las líneas requeridas para transmitir electricidad a sus clientes; y, (iii) que el control en Endesa podría permitir a Enersis realizar actos discriminatorios que favoreciesen a la matriz o a otras empresas pertenecientes a la matriz. Adicionalmente, la FNE se refirió a los posibles efectos de conglomerado derivados de la operación.

33. A efectos de analizar la imputación, la CR tuvo en consideración como hecho central de la causa, la venta que el grupo Enersis realizó de la empresa transmisora Transelec S.A. a un tercero, pues tal situación *“resta fundamento al requerimiento en tanto cuanto sus peticiones centrales se basaban en el grado de control de Endesa del segmento de transmisión”*.

34. No obstante lo anterior, en su Resolución N° 667, de 30 de octubre de 2002, la CR consideró que igualmente la operación en análisis tenía consecuencias, por lo que dictó una serie de medidas aplicables a Enersis y a las sociedades controladas por ella, relativas a la transparencia que debe existir en la administración de empresas verticalmente integradas, además de reiterar las instrucciones expresadas en la Resolución N° 488 respecto de la necesidad de licitar el suministro; dictando adicionalmente instrucciones generales sobre el modo como se deben llevar a cabo estas licitaciones.