

ANT.: Adquisición del 50% de los derechos sociales de Gas Atacama por parte de Endesa Chile.

Rol F30-2014 FNE

MAT.: Informe de archivo.

Santiago, 23 JUN 2015

A : FISCAL NACIONAL ECONÓMICO

DE : JEFE DE DIVISIÓN DE FUSIONES Y ESTUDIOS (S)

Por este medio, y de conformidad a lo establecido en la "Guía para el Análisis de Operaciones de Concentración" publicada por esta Fiscalía en octubre de 2012 (en adelante, la "**Guía**"), presento a usted el siguiente informe, relativo a la investigación del Antecedente (la "**Operación**"), recomendando su archivo, en virtud de las razones que a continuación se exponen:

I. ANTECEDENTES DE LA OPERACIÓN

1. El 31 de marzo de 2014, el Directorio de Empresa Nacional de Electricidad S.A. ("**Endesa**"), acordó e hizo público a través de un hecho esencial enviado a la Superintendencia de Valores y Seguros ("**SVS**"), que aceptaba la oferta de Southern Cross Latin America Private Equity Fund III L.P. ("**Southern Cross**"), relativa a la venta y enajenación directa de los derechos sociales de esta empresa en Inversiones GasAtacama Holding Limitada ("**Gas Atacama**") -equivalentes al 50% de los derechos sociales de dicha entidad- y a la cesión del crédito que la sociedad Pacific Energy Sub Co. era titular en contra de Atacama Finance Co., por un precio conjunto de USD 309 millones.
2. Con fecha 22 de abril de 2014, Endesa Chile comunicó a la SVS la suscripción de los documentos y contratos requeridos para la materialización de la Operación. De esta forma, Endesa asumió el control total de Gas Atacama, aumentando su participación desde un 50% a un 100%.

II. LAS PARTES

3. Endesa es una empresa de generación eléctrica chilena, filial de Enersis S.A. y controlada finalmente por la empresa italiana Enel. Las principales actividades que desarrollan Endesa y sus sociedades filiales están relacionadas con la generación y comercialización de energía eléctrica. Durante el año 2014 obtuvo ingresos operacionales por \$2.446.534 millones y un EBITDA consolidado de \$1.094.981 millones. Durante el mismo período, sus ingresos operacionales en Chile fueron de \$1.236.136 millones y su EBITDA consolidado de \$370.441 millones¹.
4. A diciembre de 2014, Endesa poseía una capacidad instalada de generación de 5.748 MW de potencia bruta (descontando Gas Atacama), lo que representa un 28,7% de la capacidad de generación eléctrica del país. De esta capacidad, el 95,3% se encuentra conectada al Sistema Interconectado Central ("SIC") y el resto al Sistema Interconectado del Norte Grande ("SING")². En cuanto a generación, al año 2014 Endesa y sus empresas relacionadas representaron el 6,4% del total de energía generada en el SING, el 33,87% de la energía generada en el SIC y un 26,92% de la generación considerando ambos sistemas en conjunto³.
5. Gas Atacama, por su parte, es una empresa chilena generadora de electricidad y distribuidora de gas natural licuado ("GNL") creada en 1996 por Endesa y CMS Energy. Durante el año 2007 CMS Energy enajenó su participación, equivalente al 50%, a Southern Cross, fondo de *private equity* fundado en 1998 con el objetivo de invertir y administrar inversiones en América Latina. Durante el año 2013 Gas Atacama obtuvo ingresos por

¹Fuente:

<http://www.svs.cl/institucional/mercados/entidad.php?mercado=V&rut=91081000&grupo=&tipoentidad=RVEMI&row=AABbBQABwAAA5YAAB&vig=VI&control=svs&pestanía=3>

² Estadística año 2014 de la Comisión Nacional de Energía ("CNE"), "Capacidad Instalada por Sistema Eléctrico Nacional" Disponible en <http://www.cne.cl/estadísticas/energia/electricidad>

³ Estadística año 2014 de la CNE, "Generación Bruta sistemas: SING (1999-2015), SIC (1996-2015)" Disponible en <http://www.cne.cl/estadísticas/energia/electricidad>

actividades ordinarias de \$176.518 millones y una utilidad neta de \$34.042 millones⁴.

6. Gas Atacama es propietaria de la Central Atacama, la que está constituida por dos unidades de generación eléctrica duales (GNL y diésel) de ciclo combinado con potencia total bruta de 781 MW, equivalente al 17,17% de la capacidad instalada del SING en el año 2014. Durante este año representó un 5,12% de la generación total del sistema⁵.
7. Originalmente la Central Atacama fue diseñada para operar con gas natural proveniente de Argentina. Por esta razón Gas Atacama posee como activo 1.200 kilómetros de gasoductos que forman parte del Gasoducto Atacama, que une la localidad de Coronel Cornejo en Argentina con Mejillones, lugar donde se encuentra la central. Adicionalmente, es dueña del Gasoducto Taltal, que se extiende desde Mejillones a la Central Taltal de Endesa en el SIC.
8. El GNL argentino se comercializaba en el SING hasta antes del año 2004, a un valor declarado al Centro de Despacho Económico de Carga ("CDEC") que oscilaba aproximadamente entre 1 y 2 USD/MMBTU⁶. Luego de las restricciones de suministro de Argentina, a partir del año 2004, disminuyeron drásticamente las importaciones de gas desde ese país, lo que impulsó la construcción de los terminales de regasificación de Quintero y Mejillones, que comenzaron a operar los años 2009 y 2010, respectivamente, y que permitieron importar GNL por vía marítima. En consecuencia, los precios de GNL aumentaron considerablemente lo que hizo disminuir el uso de este combustible para la generación eléctrica, dejando a Gas Atacama con una gran capacidad ociosa tanto de su central generadora como de sus

⁴ Fuente:

<http://www.svs.cl/institucional/mercados/entidad.php?mercado=V&rut=91081000&grupo=&tipoentidad=RVEMI&row=AABbBQABwAAAA5YAAB&vig=VI&control=svs&pestania=3>

⁵ Estadística año 2014 de la CNE, "Capacidad Instalada por Sistema Eléctrico Nacional" Disponible en <http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad>

"Generación Bruta sistemas: SING (1999-2015), SIC (1996-2015)" Disponible en <http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad>

⁶ Valores promedios anuales calculados por el CDEC-SING, y actualizados a diciembre de 2013. Disponible en: http://www.cdec-sing.cl/html_docs/anuario2013/idiomas/esp/index.html#60

gasoductos⁷. Como se verá, la interconexión entre los sistemas SIC y SING, proyectada a partir del año 2017, sumado a ciertas coyunturas internacionales que afectan el mercado mayorista de GNL podrían cambiar esta situación y permitirle utilizar más intensamente su central.

9. A la fecha de materialización de la Operación, Gas Atacama contaba con dos proyectos de envergadura, éstos son: la Central Termoeléctrica Ttanti, de una potencia bruta de 1.290 MW, que se encuentra en proceso de evaluación ambiental⁸, y un terminal marítimo flotante de regasificación FSRU (por las siglas en inglés de *Floating Storage and Regasification Unit*) en la bahía de Mejillones, cuya evaluación de impacto ambiental ya fue aprobada, y que permitiría recibir, almacenar y regasificar GNL transportado por barco desde puertos de licuefacción de gas natural, y despachar el gas regasificado, mediante un gasoducto submarino, que se conectaría en tierra con el Gasoducto Atacama.

III. CARACTERIZACIÓN DE LA OPERACIÓN

10. La Operación que se analiza ha permitido a Endesa asumir el control total de Gas Atacama, eliminando el contrapeso que representaba Southern Cross en su gestión, lo que limitaba la autonomía de Endesa para tomar decisiones orientadas solamente a su propio interés⁹. Esto habría generado en la práctica una administración autónoma respecto a los intereses de Endesa, como grupo económico¹⁰⁻¹¹.

⁷ En particular Gas Atacama ha tenido mayores dificultades para conseguir contratos convenientes de aprovisionamiento de GNL que el otro generador del SING que posee centrales que utilizan este combustible (E-CL S.A, en adelante "E-CL").

⁸ El proyecto fue ingresado al SEIA a través de GNL Norte S.A., filial de GasAtacama Chile S.A., y consiste en la construcción y operación de una planta termoeléctrica que operará con gas natural como combustible base, y petróleo diésel como respaldo, con potencia aproximada de 1.290 MW (3 unidades de ciclo combinado de 430MW cada uno).

⁹ Ver antecedentes adicionales en la Nota 1 del Anexo Confidencial.

¹⁰ El rol activo e independiente de la administración de Gas Atacama en el periodo previo a la Operación fue confirmado por diversos actores de la industria, en especial respecto a decisiones comerciales o propiamente de administración.

¹¹ Es pertinente señalar que la Operación no solo modifica el grado de autonomía de Gas Atacama con respecto a Endesa, también modifica los incentivos de esta última en la administración de la primera, por cuanto, luego de la Operación, deja de compartir las rentas de Gas Atacama con Southern Cross.

IV. BREVE DESCRIPCIÓN DE LA INDUSTRIA

DESCRIPCIÓN DEL SIC Y SING

11. En Chile continental existen cinco sistemas interconectados, donde el SING y el SIC representan respectivamente el 21% y el 78% de la capacidad instalada¹². Según ha señalado públicamente el gobierno, respondiendo a las recomendaciones del Estudio de Transmisión Troncal para el período 2015-2018¹³, ambos sistemas deberían estar interconectados a partir del año 2017.
12. En relación al perfil de usuarios y tecnología de generación, en el SING, al año 2013, el 88% de las ventas de energía fueron a clientes libres (industriales y grandes mineras)¹⁴ y el 99% de la potencia total instalada corresponde a termoelectricidad (carbón, GNL o diésel). En el SIC, en cambio, el 70% de las ventas son a clientes regulados (residenciales); el 43,2% de la capacidad instalada corresponde a hidroelectricidad, el 54,6% a termoelectricidad y el 2,18% restante a centrales eólicas y solares¹⁵.
13. La energía demandada por los clientes residenciales es suministrada por las distribuidoras a un precio regulado por la autoridad. El precio al que las distribuidoras adquieren la energía que distribuyen hasta los clientes finales, desde la vigencia de la Ley N° 20.018 de 2005 (Ley Corta II), se define por licitaciones que tienen un período no superior a 15 años. Los contratos de suministro anteriores a la Ley Corta II, por su parte, consideraban la adquisición (y traspaso a sus clientes) de electricidad a un precio regulado

¹² Antecedentes de la Operación Real de los Sistemas, Comisión Nacional de Energía (diciembre de 2014)

¹³ Ver

http://www.cne.cl/images/stories/tarificacion/01%20electricidad/otros%20procesos/procesos/Tercer%20Proceso/CMI_Informe_4_Final_20150121.pdf

¹⁴ La Ley General de Servicios Eléctricos establece una diferencia entre clientes libres y regulados, de acuerdo al nivel de potencia conectada. Forman parte de los primeros clientes industriales de mayor tamaño y de los segundos principalmente los clientes residenciales, cuya contratación realizan las distribuidoras. El límite de potencia que diferencia entre ambos tipos de clientes fue recientemente modificado (en enero de 2015) mediante la Ley N°20.805. Luego de esta modificación los clientes libres corresponden a aquéllos con una potencia conectada superior a 5 MW y los clientes regulados aquéllos con potencia conectada menor a 500 KW. Los clientes con una potencia entre 500 KW y 5MW tienen la posibilidad de escoger el régimen al cual adscribirse.

¹⁵ Estadísticas actualizadas al año 2013. Fuente: Anuario estadístico CDEC SIC 2013 y Reporte de Ventas Anuales CDEC-SING.

calculado por la CNE¹⁶. Por otro lado, la energía demandada por los clientes libres, los más relevantes en el SING, es adquirida a las generadoras a un precio que se acuerda a través de negociaciones bilaterales¹⁷.

TECNOLOGÍA DE PRODUCCIÓN Y ORDEN DE DESPACHO

14. Bajo el esquema regulatorio chileno, la energía demandada es producida y despachada en orden de eficiencia productiva hasta satisfacer la demanda del mercado, proceso que es coordinado por el CDEC respectivo de cada sistema interconectado. De este modo, el nivel de uso de las distintas centrales o factor de planta¹⁸ depende de su orden de despacho, según sus costos variables de generación y de la factibilidad técnica de operación¹⁹. De acuerdo a la lista de méritos de las unidades, publicada por el CDEC-SING²⁰, actualmente las primeras centrales térmicas en ser despachadas son las a carbón, luego las centrales a GNL y finalmente las centrales a petróleo diésel u otros derivados del mismo, lo que se refleja en los factores de planta de las distintas centrales.

15. Para ajustar las diferencias entre energía generada y energía vendida, existe un mercado de electricidad mayorista (“**mercado spot**”) en el que se llevan a cabo transacciones entre empresas generadoras al costo marginal de generación instantáneo del sistema. Las compañías compradoras netas de energía en este mercado se denominan *deficitarias* y las generadoras que

¹⁶ Este precio, definido como precio nudo de corto plazo, se calcula como una proyección de los costos marginales del sistema (en energía y potencia) ajustados a una banda respecto al precio medio del mercado de los clientes libres. Los precios de nudo se fijan semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año. Su determinación es efectuada por la CNE, quien a través de un informe técnico comunica sus resultados al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el cual procede a su fijación, mediante un Decreto publicado en el Diario Oficial. (Fuente: <http://www.cne.cl/tarifacion/electricidad/precios-de-nudo-de-corto-plazo>).

¹⁷ Un análisis detallado respecto a las diferencias de los resultados entre negociaciones bilaterales y licitaciones se puede revisar: FABRA, NATALIA, JUAN-PABLO MONTERO Y MAR REGUANT (2013), “La competencia en el mercado eléctrico mayorista en Chile”. Disponible en:

http://www.fne.gob.cl/wp-content/uploads/2014/01/informe_final_FNE_Enero13_2014.pdf

¹⁸ El factor de planta se calcula como la energía efectivamente generada dividido por la energía máxima factible de generar en un cierto período de tiempo (mensual, anual, etc.). La energía máxima factible se calcula como la potencia instalada neta de la central multiplicado por las horas del período correspondiente.

¹⁹ Así por ejemplo, el factor de planta de una central disminuye producto de mantenciones de las instalaciones y en el caso de centrales de generación eólicas y solares el factor de planta es menor producto de la intermitencia de la generación.

²⁰ http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_costos_var_pub.sp_tcv_mensual_buscar

producen más de lo contratado con sus clientes se denominan *excedentarias*. En una etapa posterior cada generadora que comercializa su energía recibe el precio de sus contratos con clientes libres o regulados multiplicado por el consumo de éstos²¹.

16. De acuerdo al marco legal vigente, las empresas generadoras no requieren respaldo en generación para competir por contratos en negociaciones bilaterales o licitaciones²², pudiendo por lo tanto adquirir toda la energía que comercializan en el mercado spot. Sin embargo, esta estrategia resulta altamente riesgosa debido a la elevada exposición a los cambios de precios de este mercado. De este modo, las posibilidades competitivas reales de las generadoras están relacionadas con su capacidad de generación total esperada para el período de vigencia de los contratos.
17. Por esta razón, para determinar el nivel de competencia en la adjudicación de contratos con clientes libres y regulados resulta relevante estimar las participaciones futuras de generación de los distintos actores, lo cual debe evaluarse tomando en cuenta tanto la capacidad instalada de generación, los proyectos de generación en etapa de construcción o evaluación, así como el factor de planta de cada central que vaya a estar en funcionamiento.
18. En el caso de Gas Atacama esta consideración es relevante, ya que la única central que posee ha operado en los últimos años muy por debajo de su capacidad nominal, utilizando principalmente diésel como combustible debido al acceso restringido a gas natural. Así, la disponibilidad de contratos de gas²³ por parte de Gas Atacama y su precio en relación a los precios de las otras fuentes de generación disponible, es determinante para estimar su participación futura y su verdadera capacidad para competir en la obtención de contratos.

²¹ Es importante destacar que ni los clientes libres ni las distribuidoras pueden comprar energía en el mercado spot.

²² Aunque sí deben contar con cierta capacidad de generación que les permita participar en el mercado spot.

²³ Los contratos para abastecer de gas a las centrales pueden ser de largo plazo, los que normalmente se efectúan con la modalidad *take or pay*, es decir, deben ser pagados exista consumo o no, o *spot*, los cuales normalmente tienen un valor superior.

19. En relación a lo anterior, es pertinente señalar que variaciones producidas en la oferta mayorista mundial de gas natural, principalmente por la explotación de yacimientos de *shale gas*, que han cambiado la estrategia comercial de las empresas estadounidenses comercializadoras de gas, podrían presionar a la baja los precios de abastecimiento de GNL, lo que permitiría a Gas Atacama acceder a mejores condiciones comerciales en la adquisición de este combustible e incrementar, por tanto, su nivel de generación. Del mismo modo, la interconexión de los sistemas SIC y SING, ampliaría la demanda que puede atender Gas Atacama lo que sería una oportunidad para asegurar volúmenes de contratación de electricidad que signifiquen un respaldo para poder obtener contratos atractivos de abastecimiento de gas.

EFFECTOS DE LA INTERCONEXIÓN SIC-SING

20. El 29 de enero de 2015 fue anunciada por el Ministerio de Energía la interconexión de los sistemas SIC y SING, lo cual creará un sistema eléctrico conjunto entre la Región de Arica y Parinacota y la Región de Los Lagos, debiendo en dicho plazo integrarse también los respectivos CDEC²⁴. Los requisitos y estándares que debían cumplir los proyectos fueron definidos en el Estudio de Transmisión Troncal 2015-2018, en el Informe N°4, publicado el 21 de enero de 2015²⁵.
21. Los estudios encargados por el Ministerio de Energía para evaluar opciones para la construcción de la línea transmisora, concluyeron que el proyecto de transmisión de E-CL (con ciertas modificaciones respecto al original), era la mejor alternativa para proceder a la interconexión. El 29 de enero de 2015 E-CL publicó un hecho esencial ante la SVS informando que el Ministerio de Energía había instruido para que la referida línea de transmisión, de propiedad de Transmisora Eléctrica del Norte S.A., filial de E-CL, se incorpore al Plan de Expansión 2014-2015 del sistema de transmisión troncal.

²⁴ Fuente: <http://www.minenergia.gob.cl/ministerio/noticias/generales/ministerio-de-energia-establece.html>

²⁵ Ver

<http://www.cne.cl/images/stories/tarifacion/01%20electricidad/otros%20procesos/procesos/Tercer%20Proceso/CMI Informe 4 Final 20150121.pdf>

22. La interconexión del SIC y SING, supone un cambio en las condiciones competitivas del mercado por cuanto actores con presencia en el SING pueden²⁶ y podrán disputar contratos con clientes actualmente conectados al SIC y viceversa. Esto se ve ratificado, por ejemplo, por la reciente adjudicación por parte de E-CL, empresa generadora que actualmente sólo tiene operaciones en el SING²⁷, de uno de los bloques de la licitación de suministro SIC 2013/03.
23. Al ampliarse el mercado a raíz de la interconexión de los sistemas, el potencial competitivo de Gas Atacama se extendería a un mercado más extenso, en el que Endesa tiene una participación más elevada que en el SING considerado aisladamente.

ACTORES DEL SING Y DE LOS SISTEMAS SIC Y SING INTERCONECTADOS

24. En el siguiente cuadro se presentan las participaciones tanto en capacidad actual instalada (potencia) como en energía generada, durante los años 2013 y 2014, de las principales generadoras del SING, y del SIC y SING conjuntamente.

**Cuadro 1
Participaciones principales operadores del SING y SIC-SING**

Sistema	Empresa	Potencia		2013		2014	
		%	Mw	Energía		Energía	
				%	Gwh	%	Gwh
SING	E-CL	50.6%	2,108	55.0%	9,476	52.8%	9,346
SING	AES GENER*	19.7%	822	33.2%	5,715	34.3%	6,063
SING	ENDESA**	6.5%	272	5.3%	919	6.4%	1,131
SING	GAS ATACAMA	18.7%	781	5.4%	932	5.1%	906
SING	Otras	4.4%	183	1.1%	188	1.4%	241
TOTAL		100.0%	4,166	100.0%	17,230	100.0%	17,688
SIC-SING	ENDESA	29.5%	5,749	30.2%	20,537	26.9%	18,817
SIC-SING	AES GENER	17.6%	3,439	28.1%	19,106	28.1%	19,609
SIC-SING	COLBUN	15.79%	3,082	16.0%	10,872	18.1%	12,670
SIC-SING	E-CL	11.1%	2,156	14.1%	9,582	13.6%	9,514
SIC-SING	GAS ATACAMA	4.0%	781	1.4%	932	1.3%	906
SIC-SING	Otras	22.1%	4,305	10.3%	7,020	12.0%	8,381
TOTAL		100%	19,511	100%	68,050	100.0%	69,897

(*) Potencia instalada no considera central Salta ubicada en Argentina, por no inyectar actualmente energía al sistema.

(**) Incluye a su empresa relacionada Enel Green Power.

Fuente: Elaborado a partir de información publicada por la CNE (<http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad/>)

²⁶ Esto atendido a que los contratos de suministro, tanto para clientes libres como regulados, suelen tener un período de desfase entre el período en que se perfeccionan y el período en que se hace efectiva la venta de energía.

²⁷ Salvo la central eólica Monte Redondo de 48 MW de potencia bruta, la que sólo podría proveer un porcentaje muy bajo de la energía involucrada en el contrato adjudicado.

25. Como se observa, tanto en potencia como en generación, en el SING los actores predominantes son E-CL y Gener, que en conjunto congregaron el 87% de la generación durante el año 2014, teniendo Gas Atacama y Endesa una participación menor. En el SIC el mercado está conformado principalmente por tres actores que representan el 84% de la generación eléctrica del sistema en 2014. Estos son: Endesa (33,87%), AES Gener (25,95%) y Colbún (24,27%). Por su parte, considerando interconexión, los actores predominantes son Endesa y Gener con un 55% de la generación total en el año 2014.
26. En el SING los únicos que poseen centrales en base a GNL son E-CL y Gas Atacama²⁸. En el caso de Gas Atacama, como se mencionó, durante los últimos años ha operado fundamentalmente a diésel con un factor de planta promedio para el año 2014 de 13%. La unidad Termoeléctrica Tocopilla (U16) de E-CL, en cambio, ha tenido acceso a gas, por lo que en el mismo período ha tenido un factor de planta de 42%. Finalmente, la unidad CTM3 de la Central Termoeléctrica Mejillones ha tenido un factor de planta de 22% durante el año 2014²⁹⁻³⁰.

V. MERCADO RELEVANTE

27. En cuanto a la definición del mercado relevante del producto, se considera que éste está definido como la comercialización de energía eléctrica para venta a clientes libres y regulados. Lo anterior por cuanto la energía eléctrica es un producto homogéneo y con muy bajas posibilidades de sustitución por otras fuentes de energía, para gran parte de sus usos³¹.

²⁸ Excluyendo la Central Salta de Gener, ubicada en Argentina, que actualmente no inyecta energía al mercado chileno.

²⁹ La otra unidad a gas natural del SING, de capacidad instalada mucho menor a las anteriores, es la Unidad TG3 de la Central Tocopilla, perteneciente a E-CL, que ha funcionado a diésel, habiendo tenido, durante el año 2014, un factor de planta de 3,3%.

³⁰ Elaboración propia en base a información CDEC-SING.

³¹ Respecto al mercado mayorista de transacción de energía entre generadoras (mercado spot), las posibilidades de abuso no dependen propiamente de la concentración de mercado, sino que de los incentivos de las empresas para utilizar estratégicamente su participación en determinadas centrales teniendo en cuenta su posición global dentro del mercado, es decir, si es que son excedentarias o deficitarias. Las posibilidades de abuso en este mercado son atendibles en cuanto afecten el mercado de comercialización a clientes finales (por ejemplo, para los clientes con contratos de suministro indexados a costo marginal del sistema, por sus efectos en el precio límite

28. Atendido que normalmente los contratos por abastecimiento eléctrico son de largo plazo y su ejecución comienza típicamente algunos años después de haberse cerrado el acuerdo, es pertinente incluir dentro del mercado no sólo a las centrales actualmente en operación cuya energía puede ser utilizada para competir por nuevos contratos, sino que también a proyectos de generación que con alta probabilidad entrarán en funcionamiento y que dispondrán de energía para disputar contratos³².
29. En este sentido, también se considerará dentro del mercado relevante a las centrales actualmente en construcción. Respecto a las centrales que cuenten con permisos y autorizaciones ambientales aprobadas, en proceso de aprobación o se encuentren en estudio, atendida la incerteza respecto a su construcción, no serán incluidas dentro del mercado relevante.
30. En relación al mercado relevante geográfico, siguiendo un principio conservador, se ha considerado oportuno considerar una definición de corto plazo, constituida por el SING aisladamente³³ y una definición de largo plazo que incluye tanto al SIC como al SING, lo que asume la materialización de la interconexión de ambos sistemas.

para las licitaciones de las distribuidoras o por otras razones estratégicas). En relación con los efectos de la Operación por la vía de afectar los costos marginales del sistema, en el capítulo de riesgos se analiza respecto al uso estratégico de inversiones. Por último, respecto al mercado de comercialización final de potencia eléctrica, no se menciona explícitamente en la definición de mercado relevante, por cuanto, a juicio de esta División, el análisis de los riesgos en el segmento de generación indirectamente se relacionan con éste, no siendo necesario un análisis separado de este mercado.

³² Si bien es cierto que las generadoras que tienen comprometida su energía en contratos pre existentes no tienen disponible dicha energía para competir por nuevos contratos y por lo mismo no participarían en el mercado relevante -debiendo ser incluidas dentro de éste sólo aquellas centrales de generación en operación, construcción o en un etapa anterior, que se encuentren capacitadas para disputar contratos de abastecimiento a clientes libres y regulados- por limitaciones de información se decidió evaluar las participaciones de mercado "en el largo plazo", esto es, en un escenario donde, debido al vencimiento de los contratos, las empresas tienen disponible toda su capacidad de generación para ofrecer en el mercado.

³³ Esto a pesar de existir evidencia de competencia actual entre generadoras del SIC y SING.

VI. CONCENTRACIÓN Y UMBRALES

ANÁLISIS DE CORTO PLAZO

31. El análisis de corto plazo se refiere al estudio del posible efecto de la Operación sobre el abastecimiento de electricidad a los clientes que requieren suministro para un período anterior a la materialización de la interconexión del SIC y el SING, es decir, hasta antes del año 2017. En este escenario, el mercado geográfico relevante correspondería al SING, por cuanto las empresas del SIC no podrían competir para abastecer estos contratos.
32. Bajo la definición anterior, a efectos de evaluar el impacto de la Operación, se consideran dentro del mercado aquellas empresas que actualmente se encuentran capacitadas para ofrecer energía, estas son, las generadoras que están en funcionamiento y aquellas en construcción que inicien su funcionamiento antes del año 2017.
33. Es pertinente señalar que, atendido que ni Endesa ni Gas Atacama tienen actualmente en el SING proyectos no materializados aptos para entrar en funcionamiento antes del año 2017, el cálculo de la concentración de mercado sin considerar las centrales en construcción sobreestima las participaciones de mercado de las Partes, por lo que los resultados se basarían en un criterio conservador³⁴. Considerando lo anterior, en el Cuadro 2 se presentan las participaciones de mercado e índices de concentración resultantes de la Operación a partir de la generación de energía durante el año 2014.

³⁴ Además de la ausencia de proyectos de las Partes, las participaciones de mercado calculadas a partir de la generación actual son un criterio conservador, por cuanto Gas Atacama, al enfrentar dificultades para acceder a GNL a precios competitivos, tiene pocas posibilidades de resultar competitivo para disputar nuevos contratos de suministro de energía.

Cuadro 2
Participaciones de mercado en el SING
2014

Empresa	Generación (Gwh)	%
E-CL	9.346	52,80%
AES GENER	6.063	34,30%
ENDESA	1.131	6,40%
GAS ATACAMA	906	5,10%
OTRAS	241	1,40%
Total	17.688	100,0%

HHI (Pre Operación)	4.035
Cambio HHI	66
HHI (Post Operación)	4.100

Fuente: Elaborado a partir de información publicada por la CNE (<http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad>)

34. Como se observa, la Operación en el corto plazo no supera los umbrales establecidos en la Guía, ya que el HHI resultante alcanza un nivel de 4.100, con un cambio de 66 puntos.

ANÁLISIS DE LARGO PLAZO

35. El análisis de largo plazo considera la competencia efectiva por contratos que requieran abastecimiento para un período posterior a la interconexión de los sistemas. Debido a que se encuentran capacitados para competir por el suministro de estos contratos, este análisis toma en cuenta también los proyectos actualmente en construcción³⁵.
36. El cálculo de la generación futura de los proyectos que aún no se encuentran en operación se realiza a partir de la capacidad instalada o potencia de cada central multiplicado por el factor de planta promedio histórico (años 2012 a 2014) de las centrales operadas con el mismo combustible³⁶.
37. A juicio de esta División, para el análisis de largo plazo resulta apropiado considerar que la generación de los últimos años de Gas Atacama se ha

³⁵ Los proyectos actualmente en construcción tienen una fecha estimada de puesta en servicio, en todos los casos, anterior a julio del año 2020.

³⁶ La utilización de factores de planta históricos presenta el inconveniente de que no considera el hecho de que la entrada de nuevas centrales tiene un efecto negativo sobre el factor de planta de las centrales más ineficientes que éstas. Sin embargo, el crecimiento en el tiempo de la demanda total de mercado tiende a compensar este efecto, ya que presiona al alza el factor de planta de las centrales conectadas al sistema.

visto influida por restricciones al acceso a GNL a precios convenientes. Como se ha discutido en este informe, existe la posibilidad de que dicha coyuntura cambie, lo que permitiría a Gas Atacama utilizar una mayor proporción de su capacidad instalada³⁷.

38. Por esta razón se ha decidido adicionar un escenario conservador en el que se reemplaza la producción real de Gas Atacama por una estimación que considera acceso a GNL igual al que ha tenido la unidad U16 de E-CL, durante los años 2012 a 2014. En el siguiente cuadro se observan las participaciones de mercado y los índices de concentración en el SIC-SING, considerando los dos escenarios descritos:

Cuadro 3:
Participaciones de mercado de generación en el SIC-SING

Empresa	Gas Atacama Sin Gas	Gas Atacama Con Gas
ENDESA	23.8%	23.3%
AES GENER	31.6%	30.8%
COLBUN	16.2%	15.8%
E-CL	12.2%	11.9%
GAS ATACAMA	1.1%	3.5%
OTRAS	15.2%	14.8%

HHI (Pre Operación)	1.986	1.900
Cambio HHI	52	164
HHI (Post Operación)	2.038	2.064

Fuente: Proyecciones a partir de información de generación año 2014, y estimación de centrales en construcción a partir de potencia de las centrales y factores de planta históricos (año 2012-2014), aportados por la CNE y el CDEC-SING.

39. Como se observa en el Cuadro 3, en un escenario futuro de interconexión con y sin gas disponible a precios competitivos, el cambio en la concentración de mercado producto de la Operación no es de una entidad suficiente como para que se superen los umbrales de concentración establecidos en la Guía.

³⁷ Este supuesto no resulta muy razonable para un análisis de corto plazo (para contratos de suministros hasta el año 2017), ya que, por una parte, uno de los elementos que podría posibilitar la obtención de mejores contratos de GNL por parte de Gas Atacama es la ampliación del mercado que implica la interconexión de los sistemas y, por otra, bajas significativas en el precio y facilidad de acceso a gas natural no se vislumbran como probables en el corto plazo.

VII. RIESGOS PARA LA COMPETENCIA

RIESGOS SOBRE LA MATERIALIZACIÓN DE NUEVOS PROYECTOS

40. Uno de los principales riesgos analizados durante la investigación dice relación con los menores incentivos con que contaría Endesa para desarrollar los dos principales proyectos de Gas Atacama: Central Termoeléctrica Ttanti y terminal flotante de regasificación FSRU³⁸.
41. En efecto, un análisis dinámico de la competencia implica una revisión respecto de las posibilidades concretas de materialización de los planes de inversión de una compañía a la luz de las nuevas condiciones creadas por la operación de concentración, en contraposición a las posibilidades de concreción de dichos proyectos en ausencia de dicha operación³⁹.
42. Al respecto, de acuerdo a los antecedentes tenidos a la vista, no resulta posible suponer como cierta la materialización de dichos proyectos en ausencia de la Operación por diversos motivos. En primer lugar, con respecto a la Central Ttanti, considerando la magnitud del proyecto en términos de potencia, sólo habría sido viable en el largo plazo ante una expansión de la demanda del mercado. Esto, especialmente, si se considera que Gas Atacama aún contaba previo a la Operación con una gran capacidad de generación sin contratar, a lo que se suma el hecho de que el mencionado proyecto aún no contaba con las aprobaciones ambientales, lo que hacía aún más incierta su materialización. Todo esto es consistente con lo mencionado en el informe técnico anual del año 2014 elaborado por la CNE el que dentro

³⁸ Esto porque Endesa cuenta con un gran número de otras inversiones cuya rentabilidad podría verse afectada por una eventual disminución de los costos marginales del sistema, generada por la entrada de una central de la envergadura de Ttanti o de otras centrales que pudiesen acceder a gas natural a través del terminal flotante de regasificación.

³⁹ Resolución 43, de 12 de Diciembre de 2012. Considerando 9.11: "Es importante destacar que SDS representaba un nuevo rival potencial para SMU en esta región, dado que tenía planes de expansión que incluían "(...) la apertura, entre los años 2010 y 2013, de 80 nuevos supermercados, particularmente en la Región Metropolitana (20)", según la información de Feller-Rate acompañada por Inmobiliaria Tres Rlos S.A. y otro a fojas 1567. Así, la compra de dicha cadena de supermercados por parte de SMU representa la desaparición de un entrante potencial que se encontraba en los primeros pasos de expansión en esta Región, situación que es imposible de restablecer, salvo con la creación de un rival independiente de similar importancia".

del programa de obras de generación y transmisión del SIC y del SING, no considera ninguna central con las características de Ttanti en un horizonte de evaluación hasta el año 2029⁴⁰.

43. Por su parte, atendida la capacidad disponible y las posibilidades de ampliación del Terminal de Mejillones, el terminal flotante de regasificación FSRU aparece como una opción poco factible en el corto y mediano plazo, siendo viable sólo en caso de que el acceso al primero fuese denegado⁴¹.
44. A mayor abundamiento, los antecedentes tenidos a la vista demuestran que incluso antes de la Operación, Endesa ya contaba con posibilidades ciertas de retrasar o incluso anular nuevas inversiones al interior de Gas Atacama⁴². Lo anterior, es un elemento adicional que impide considerar la materialización de los proyectos como el escenario contra-factual para evaluar la Operación.

RIESGOS POR AUMENTO DE PARTICIPACIÓN DE ENDESA EN GASODUCTO ATACAMA Y TALTAL

45. Tal como se mencionó, además de la central de generación, Gas Atacama es propietaria de los Gasoducto Atacama y Taltal. En relación a estos activos, el principal riesgo de la Operación radica en el incremento de los incentivos para utilizarlos estratégicamente para dificultar el acceso a gas a otros competidores que deseen usar este combustible en nuevos proyectos de generación.
46. En efecto, una empresa como Endesa con alta participación de mercado, debería poseer mayores incentivos a excluir rivales en la comercialización de energía eléctrica que una empresa con baja participación en este mercado como Gas Atacama. Lo anterior porque la magnitud del perjuicio ante un aumento de la competencia por la entrada de un nuevo generador debería ser, en términos absolutos, mayor para una empresa de mayor tamaño. A la

⁴⁰ Ver antecedentes adicionales en la Nota 2 del Anexo Confidencial.

⁴¹ Ver antecedentes adicionales en la Nota 3 del Anexo Confidencial.

⁴² Según declaraciones de un ejecutivo de Southern Cross la realización de inversiones por parte de Gas Atacama requería del acuerdo de los directores, no pudiendo la administración tener independencia efectiva respecto a Endesa. Ver antecedentes en la Nota 4 del Anexo Confidencial.

vez, una empresa excedentaria en el mercado spot⁴³ posee mayores incentivos a evitar la entrada de rivales, que puedan disminuir el costo marginal del sistema⁴⁴.

47. No obstante lo anterior, esta División es de la opinión que en las circunstancias actuales es poco probable la concreción de riesgos relacionados al uso estratégico de gasoductos. Esto, en primer lugar, debido a que en el presente no se vislumbra en el corto y mediano plazo el restablecimiento del suministro de gas natural desde Argentina y en, segundo lugar, debido a que la regulación de las concesiones de transporte de gas⁴⁵, establece que los concesionarios deberán operar bajo el sistema de "acceso abierto", esto es, ofreciendo sus servicios, respecto a su capacidad de transporte disponible, en igualdad de condiciones económicas, comerciales, técnicas y de información. Por su parte, el Dictamen 1047 de 1998 de la Comisión Preventiva Central especifica el contenido de las normas de acceso abierto, reforzando las obligaciones de no discriminación y trato igualitario.

VIII. EVENTUALES EFICIENCIAS DE LA OPERACIÓN

48. En relación a la intensidad de uso de la Central Atacama luego de la materialización de la Operación, esta División es de la opinión de que ésta tiene altas probabilidades de incrementarse, lo que es percibido como una eficiencia de la operación en estudio.
49. Lo anterior porque Endesa posee una serie de ventajas para el aprovisionamiento de GNL. En efecto, a diferencia de Gas Atacama, considerada aisladamente, cuenta en la actualidad con contratos de abastecimiento de este combustible, posee una mayor capacidad para

⁴³ Atendido que la constitución de la matriz de generación de Endesa tiene un importante componente hídrico, cuenta con incentivos a ser excedentaria en el mercado spot, resultándole conveniente contratarse por una cantidad de energía menor a su potencial de generación en un año hidrológicamente normal con el objetivo de evitar sobre exponerse a las variaciones de precio del mercado spot en años de sequía. Esto no significa que en algunas ocasiones, por hechos fortuitos tales como la paralización de alguna de sus centrales o por años de sequía extrema, Endesa pueda ser deficitaria en el mercado spot.

⁴⁴ Si bien es cierto, al igual que Endesa, Gas Atacama es normalmente excedentaria, la central Atacama es mayoritariamente despachada a mínimo técnico por lo que su retribución es independiente del costo marginal.

⁴⁵ Decreto Supremo 263, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción del 5 de mayo de 1995.

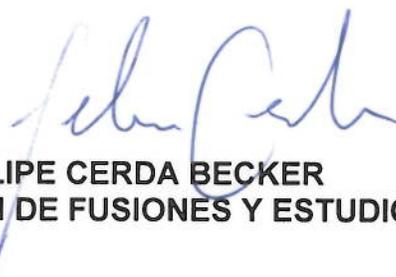
agregar demanda para acceder a precios más competitivos y está más capacitada para manejar los riesgos de contratos *take or pay* a través del desvío de gas a sus otras centrales o a otros clientes, especialmente desde el terminal de regasificación de Quintero, del que es accionista⁴⁶.

50. Dado que luego de la materialización de la Operación Endesa percibe todos los beneficios provenientes de Gas Atacama y no el 50% como lo hacía anteriormente, existen mayores incentivos por parte de Endesa a utilizar las ventajas antes mencionadas y entregar acceso de gas natural a la Central Atacama, lo que posibilitará el incremento de su generación para competir por clientes libres o regulados en el SIC o SING.

IX. CONCLUSIONES

51. En atención a todo lo expuesto, y considerando que el análisis precedente –bajo las prevenciones indicadas– no revela indicios de que la Operación conlleve en la actualidad una infracción a la libre competencia, se recomienda archivar los antecedentes de la investigación, sin perjuicio de la necesidad de mantener un monitoreo cercano de las condiciones comerciales de los gasoductos Atacama y Taltal, en caso de reestablecerse el suministro de gas desde Argentina.

Saluda atentamente a usted,



FELIPE CERDA BECKER
JEFE DIVISIÓN DE FUSIONES Y ESTUDIOS (S)



CBF

⁴⁶ Todo lo anterior se condice con información de prensa de diciembre de 2015 que indica que Endesa enviaría GNL al terminal de Mejillones para operar la Central Atacama. Ver: <https://www.df.cl/noticias/empresas/actualidad/endesa-enviara-gnl-a-terminal-de-mejillones-para-operar-gasatacama/2014-12-18/180240.html> [Última visita: 18 de marzo de 2015].