FISCALIA NACIONAL ECONOMICA

RES. N° 0250

ANT.: Investigación reservada sobre condiciones de acceso y competencia en los mercados del gas natural licuado y de electricidad. Rol N° 2277-14 FNE.

MAT.: Remite antecedentes.

Santiago, 01 de julio de 2016

A : SR. ANDRÉS ROMERO CELEDÓN
SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA CNE
MIRAFLORES 222, PISO 10
SANTIAGO
REGIÓN METROPOLITANA DE SANTIAGO

DE : FISCAL NACIONAL ECONÓMICO

Esta Fiscalía desarrolló la investigación del Antecedente, la que se centró en analizar un acuerdo en virtud del cual E.CL S.A. arrendó a Norgener S.A. -sociedad perteneciente en ese momento al grupo AES Gener y cuyos activos con posterioridad fueron transferidos a dicho grupo-, la Unidad N° 3 de ciclo combinado de la Central Termoeléctrica Mejillones y acordó la venta de gas natural licuado regasificado para su consumo en dicha unidad.

Si bien en este caso particular no se constataron infracciones al D.L. N° 211, se estima que estos antecedentes contendrían materias cuyo conocimiento y resolución corresponden propiamente a la Comisión Nacional de Energía, atendida la esfera de sus atribuciones, en particular, la posibilidad de efectuar modificaciones regulatorias en dichos mercados.

Por tal razón este Servicio, en cumplimiento de lo dispuesto en los artículos 5° de la Ley N° 18.575, Ley Orgánica Constitucional de Bases Generales de la Administración del Estado, y 14° de la Ley N° 19.880, sobre Bases de los Procedimientos Administrativos que rigen los Órganos de la Administración del Estado, remite adjunta a Ud. el Informe de Archivo de la referida investigación, elaborado por la División Antimonopolios de esta Fiscalía, para su conocimiento.

Saluda atentamente a usted,

REPUBLICA DE CHILE * FISCAL NACIONAL * FISCALIA NACIONAL ECONOMICA

FELIPE IRARRÁZABAL PHILIPPI
FISCAL NACIONAL ECONÓMICO

Abogado FNE
Bernardo Arancet
Fono: 2 7535602

FISCALIA
NACIONAL
ECONOMICA

ANT.: Investigación reservada sobre condiciones de acceso y competencia en los mercados del gas natural licuado y de electricidad en la zona norte del país. Rol N° 2277-14 FNE

MAT.: Informe de Archivo.

Santiago, 20 JUN 2016

A : FISCAL NACIONAL ECONÓMICO

DE : JEFE DIVISIÓN ANTIMONOPOLIOS (S)

Por medio del presente, informamos los resultados de la investigación del Antecedente, recomendando su archivo, en virtud de las consideraciones que a continuación se exponen:

I. ANTECEDENTES

1. Con fecha 23 de abril de 2014, la Fiscalía inició una investigación, a fin de determinar los eventuales efectos en el mercado eléctrico de las condiciones de comercialización de gas natural licuado (**GNL**), en la zona norte del país.

2. En particular, se analizó una operación en virtud de la cual E.CL S.A. (**E.CL**) arrendó a Norgener S.A. (**Norgener**), perteneciente al grupo AES Gener[1], la Unidad N° 3 de ciclo combinado de la Central Termoeléctrica Mejillones (**CTM3**) y acordó la venta de gas natural licuado regasificado (**GNLR**) para su consumo en dicha unidad (**el Acuerdo**).

3. Tanto E.CL como AES Gener son generadoras que operan en el Sistema Interconectado del Norte Grande (**SING**), siendo E.CL la principal empresa eléctrica de dicho sistema y la cuarta del país por capacidad instalada, y AES

[1] Con fecha 1 de junio de 2014, AES Gener S.A. comunicó al CDEC que, por una reorganización interna del grupo, las plantas de Norgener pasaron a AES Gener S.A.

Gener la segunda generadora del país y la tercera en el SING[2]. E.CL[3] representa el 50% de la capacidad de la generación bruta del SING, seguida por la Empresa Nacional de Electricidad S.A. (**Endesa**)[4] con un 26% y al grupo AES Gener con un 28%[5-6].

4. Si bien la operación implica la venta de un insumo (como es el GNL) entre dos actores del mercado, atendida las características del mercado eléctrico, el precio fijado en dicha venta puede tener un efecto directo en todo el mercado. En efecto, los costos declarados de combustibles determinan los costos de la energía de cada unidad en el sistema, por lo que la modificación de dichas declaraciones puede afectar las condiciones de despacho y la valorización de las inyecciones y retiros de todos los agentes del sistema, así como a los clientes cuyos contratos se encuentran indexados a los precios declarados de combustibles y/o a los costos marginales[7].

---

[2] Capacidad Instalada de Generación a febrero de 2016, disponible en: http://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/ [última visita: 8 de junio de 2016].

[3] Se incluyen dentro del grupo las siguientes generadoras: E.CL, Central Termoeléctrica Andina S.A. e Inversiones Hornitos S.A.

[4] Se incluyen dentro del grupo las siguientes generadoras: Celta S.A., Inversiones GasAtacama Holding Limitada (**Gas Atacama**) y Parque Eólico Valle de los Vientos S.A. En marzo de 2014 Endesa aumentó su participación en Gas Atacama, adquiriendo la participación de *Southern Cross Latin America Private Equity Fund III L.P.*, quien hasta esa fecha tenía el 50% de la propiedad y quedando como único propietario de la misma.

[5] Se incluyen dentro del grupo las siguientes generadoras: AES Gener S.A., Norgener y Empresa Eléctrica Angamos S.A.

[6] Capacidad Instalada de Generación a febrero de 2016, disponible en: http://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/ [última visita: 8 de junio de 2016]

[7] En tal sentido, la Comisión Nacional de Energía ha señalado que: "*A diferencia de otros tipos de mercados competitivos, la forma como está estructurado el sector de generación es tal que implica que las declaraciones de costos individuales de cada unidad al coordinador de la operación del sistema no solo afecta su propio desempeño y oferta, sino que puede alterar y afectar la colocación de las restantes unidades, modificar los pagos que deben efectuar los participantes del pool, sus suministrados, modificar y desplazar a la restante oferta competitiva, y finalmente distorsionar los resultados y balances de todos los agentes del sistema, en generación, transmisión distribución y clientes libres (…) Es importante señalar que si uno de los costos utilizados para la planificación de la operación y para el despacho es modificado en su declaración y no corresponde al efectivo, o bien existe una manipulación del mismo por parte de los agentes del sistema y no refleja el costo del combustible, esto no sólo podría afectar el costo marginal (y por ende las valorizaciones de las inyecciones y retiros de todos los agentes del sistema), sino que puede afectar a los clientes cuyos contratos se encuentran indexados a los precios declarados y/o a los costos marginales, modificar condiciones especiales de despacho y dar señales erradas al mercado eléctrico respecto de su funcionamiento y competencia*". Comisión Nacional de Energía, *Informe Técnico Análisis impacto económico acuerdo E-CL - AES Gener*, pág. 2 y 30.

5. En consecuencia, en el presente caso el mercado relevante corresponde al de comercialización mayorista de energía eléctrica entre generadoras en el SING, ello por cuanto la conducta descrita inside en este mercado[8].

6. A fin de determinar los posibles efectos anticompetitivos del Acuerdo, resulta indispensable analizar el marco concreto en el que éste produce sus efectos, y en particular el contexto económico y jurídico del mercado eléctrico en el que operan las partes, la naturaleza de los productos y servicios objetos del Acuerdo y la estructura y condiciones reales de funcionamiento del mercado eléctrico afectado[9].

II. CONTEXTO REGULATORIO DEL ACUERDO

7. La normativa eléctrica se caracteriza por buscar que el costo de abastecimiento eléctrico del sistema sea el mínimo posible, compatible con una confiabilidad prefijada[10]. Este esquema regulatorio establece que la energía demandada sea producida y despachada por las unidades generadoras, por regla general, en orden de costo variable de operación hasta satisfacer la demanda del mercado, lo cual es coordinado por los Centros de Despacho Económico Carga (**CDEC**) de cada sistema interconectado[11].

---

[8] Es pertinente señalar que la evaluación de los efectos anticompetitivos en este mercado se relaciona con los efectos a consumidores finales, vale decir, clientes libres o regulados. Lo anterior, por cuanto el mercado de transacción mayorista de energía eléctrica surge del propósito de la regulación de asegurar que la generación se efectúe al menor costo posible, de manera de optimizar la competencia de las empresas generadoras en su rol de comercializadoras de energía.

[9] Véase, entre otros, asunto C-234/89, *Delimits v Henninger Bräu AG*, [1991] ECR I-935, apartado 31; asuntos T- 374/94 etc, *European Night Services v Comisión Europea*, [1998] ECR II- 3141, apartado 136; y asunto C-399/93, *Oude Luttikhuis y otros*, ECR I-4515, apartado 10.

[10] Conforme a lo establecido en el artículo 225, letra r) del Decreto con Fuerza de Ley N° 4/2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del DFL N°1 de 1982 (en adelante, "**LGSE**"), la confiabilidad se define como la "cualidad de un sistema eléctrico determinada conjuntamente por la suficiencia, la seguridad y la calidad de servicio".

[11] Conforme al artículo 225, letra b) de la LGSE, el CDEC es el organismo encargado de determinar la operación del conjunto de instalaciones de un sistema eléctrico, incluyendo las centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión a nivel troncal, subtransmisión y adicionales; subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución y barras de consumo de usuarios no sometidos a regulación de precios abastecidos directamente desde instalaciones de un sistema de transmisión; interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica de un sistema eléctrico, de modo que el costo del abastecimiento eléctrico del sistema sea el mínimo posible, compatible con una confiabilidad prefijada. La estructura y funciones de los CDEC se

8. El costo variable de las unidades generadoras es calculado por el CDEC, considerando el costo de adquisición de los combustibles, el consumo específico neto de cada unidad y los costos variables no combustibles. Los costos de combustible deben ser informados por las empresas generadoras a la Dirección de Operaciones (**DO**) del CDEC correspondiente, para cada una de sus unidades, de acuerdo a lo establecido en el procedimiento[12].

9. La DO del CDEC es la encargada de calcular, para cada hora de operación, el costo marginal instantáneo de la energía en todas las barras o puntos de retiro del sistema[13]. Éste se define como el mínimo costo variable de operación que debería incurrir el sistema para suministrar una unidad adicional de energía, lo que corresponde generalmente a un valor igual al costo variable de la central más costosa que esté operando[14]. Así, en ese caso, el costo de la última central en despachar será el que se utiliza para valorizar las transferencias entre empresas generadoras.

10. En la figura siguiente se puede observar, de manera estilizada, la forma en que se determina el costo marginal del sistema en el mercado eléctrico en Chile.

---

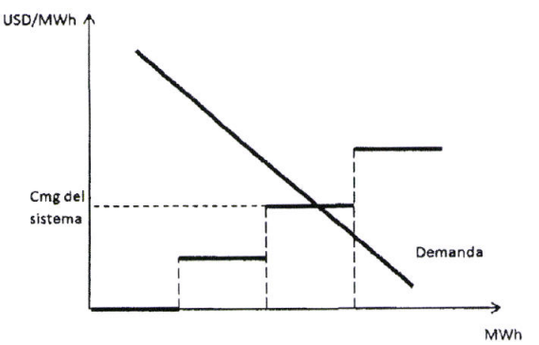
encuentran reguladas por la LGSE y el Decreto Supremo N° 291 de 2008 del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción (**DS291**).

[12] En el caso del CDEC-SING, el procedimiento vigente al momento de perfeccionarse el Acuerdo, es el contenido en el Manual de Procedimiento para la Determinación de los Costos de Combustibles de las Centrales Generadoras del SING, vigente desde el año 2011 disponible en: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_proc_dodp_pub_2.proced_hist_dodp_item?p_id=29&p_clasif_direcc=2&p_tipo_proc=DO&p_de_donde=W [última visita: 8 de junio de 2016].

[13] Ver Procedimiento del CDEC-SING para el "Cálculo de costos marginales para transferencia de energía". Disponible en http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_proc_dodp_pub.proced_hist_dodp_item?p_id=22&p_clasif_direcc=2&p_tipo_proc=DP&p_de_donde=W [última visita: 8 de junio de 2016]

[14] El artículo 46 de DS 291, señala que "(...) *se entenderá que el costo marginal instantáneo de energía en cada barra es el costo, incluida la componente de racionamiento y las limitaciones en las instalaciones, en que el sistema eléctrico en conjunto incurre en promedio durante el período que establezca el Reglamento Interno para suministrar una unidad adicional de energía en la barra correspondiente, considerando para su cálculo la operación óptima determinada por la DO. Este período no podrá ser superior a una hora, y en caso que el Reglamento Interno no señale su duración, será de diez minutos.*"

Figura N° 1: Determinación del costo marginal de Operación del Sistema Eléctrico en Chile



Fuente: Elaboración Propia

11. Sin perjuicio de lo anterior, cuando operan unidades al Mínimo Técnico (**MT**), esto es, cuando son despachadas unidades en el nivel mínimo de inyección técnicamente requerido para funcionar[15], no será la central con mayor costo operacional la que determine los costos marginales.

12. En efecto, la operación de unidades a MT pueden ocurrir porque la central que le correspondería ser despachada por orden de mérito tiene una restricción operacional que implica que deba funcionar con una inyección mayor a la que le corresponde, desplazando de esta forma la generación de otras centrales menos costosas, las que deben disminuir la carga que aportan al sistema para dar espacio a la central que opera a MT[16].

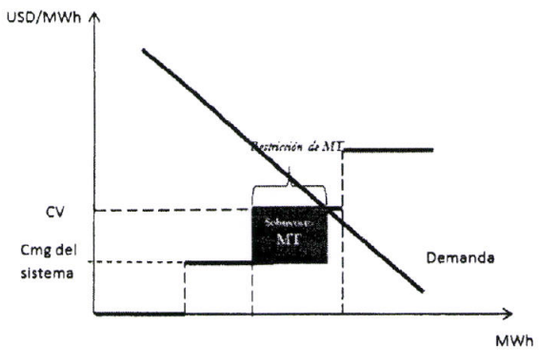
13. En dichas circunstancias, según lo determinó la Resolución Ministerial Exenta N°39 del año 2000, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción

[15] De acuerdo al Procedimiento del CDEC-SING relativo a la "Información de Mínimo Técnico", el Mínimo Técnico es la potencia activa bruta mínima que una unidad puede generar, conectada a la red eléctrica, en su modo de control automático. (artículo 4). Disponible en: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_proc_dodp_pub.proced_hist_dodp_item?p_id=35&p_clasif_direcc=2&p_tipo_proc=DO&p_de_donde=W [última visita: 8 de junio de 2016]

[16] Otro motivo por el que pueden ser despachadas centrales a MT es por motivos de seguridad global del servicio. Para cumplir ciertos estándares de seguridad, el CDEC decide que se despachen centrales a MT para aportar reserva al sistema y minimizar riesgos de falla por shocks repentinos de oferta o demanda.

(**RM39**)[17], las unidades que operan a MT no fijan el costo marginal del sistema, ya que no son ellas las que suministrarían una unidad adicional de energía en caso de aumentar la demanda[18]. Lo anterior se puede observar en la figura siguiente.

Figura N° 2: Determinación del costo marginal del sistema cuando existe una central operando a Mínimo Técnico



Fuente: Elaboración Propia

14. De esta forma, la RM39 establecía que cada vez que operase una central con esta restricción, debían pagarse compensaciones entre los agentes que obtuvieran un beneficio excedente y los que se vieran perjudicados por los sobrecostos en que incurriera el sistema[19-20].

---

[17] Dicha Resolución Exenta resolvió una divergencia entre los miembros del Directorio del CDEC-SING, que trataba, entre otras materias, del procedimiento de cálculo de los costos marginales cuando operan unidades a MT.

Disponible en: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_cdec_pages.pagina?p_id=3011

[última visita: 8 de junio de 2016]

[18] Conforme a lo señalado en el Considerando N° 4, letra a) de dicha Resolución Ministerial, "(...) *una central operando a mínimo técnico no define el costo marginal del sistema, ya que no es ella la que entrega el suministro para un kwh adicional de demanda en el sistema, o alternativamente, no es su costo de operación el que se evita cuando se deja de producir un kwh.*"

[19] Resuelvo N°1, RM39.

[20] La RM39, además indicó los principios que deben regir estas compensaciones:

(i) La causa que origina la operación a mínimo técnico de una central determina quién es el que debe pagar las compensaciones que correspondan. Así entonces, en caso que la operación a mínimo técnico de una central signifique un mayor costo de operación para el sistema en su conjunto, incluyendo dentro de ese sobrecosto el propio de esa central, dicho sobrecosto debe ser asumido no por su dueño, sino que por el conjunto de todos los agentes que inyectan o retiran, que requieren o se ven beneficiados con esta operación, entre los cuales podría eventualmente, incluirse su propio dueño.

15. Posteriormente, con fecha 31 de diciembre de 2011, se publicó en el Diario Oficial el Decreto Supremo N° 130 del Ministerio de Energía (**DS 130**), que fijó el Reglamento de Servicios Complementarios. Dicho Reglamento estableció las disposiciones aplicables a los recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios, con que debería contar cada sistema eléctrico[21]. El DS 130 modificó el DS 291, incorporando que la compensación a las centrales que funcionan a MT con un costo de operación superior al costo marginal del sistema –en la correspondiente barra de inyección–, debían ser retribuidas en sus costos variables no cubiertos a prorrata de los retiros realizados[22].

16. Lo anterior es particularmente relevante, ya que durante el año 2013 las empresas que participan en el SING debieron enfrentar altos cargos por sobrecostos de MT y por las compensaciones que debían realizar, siendo las empresas más afectadas E.CL (pagó el 61% del total de compensaciones por

---

(ii) El sobrecosto global del sistema a compensar corresponde al balance total entre los mayores costos de quienes se ven perjudicados y las mayores ganancias de quienes se ven beneficiados.

(iii) En caso que la operación a mínimo técnico de una central signifique un menor costo marginal de operación para el sistema en su conjunto, ni el dueño de dicha central ni ningún otro agente debe sufrir ningún perjuicio económico por esta operación, debiendo todos los agentes beneficiados reintegrar parte de esos beneficios, en forma proporcional a su participación en ellos, a fin de que los agentes inicialmente perjudicados permanezcan neutros.

[21] Disponible en:
http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_cdec_sing.sp_pagina?p_id=3002
[última visita: 8 de junio de 2016]

[22] Mediante una modificación al artículo 46 del DS291, que introduce al final de dicho artículo los siguientes incisos:

"En caso de que el sistema eléctrico se encuentre operando con una o más centrales en un nivel mínimo de inyección o mínimo técnico, el cálculo del costo marginal a que se refiere el presente artículo deberá excluir a las señaladas centrales. En tal caso, el costo marginal deberá ser determinado de acuerdo al costo variable de operación de las restantes centrales que se encuentren operando en el sistema.

Sin perjuicio de lo anterior, las centrales que se encuentren operando a mínimo técnico, con un costo variable superior al costo marginal que resulta en sus barras de inyección, deberán ser retribuidas económicamente en sus costos variables de operación no cubiertos, por las empresas que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, sean éstos libres o regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía. La determinación del pago de los costos no cubiertos deberá ser consistente con lo dispuesto para el pago de la prestación de Servicios Complementarios."

MT del sistema) y AES Gener (29%). En efecto, durante ese año los sobrecostos del sistema fueron de $53.703 millones, el 93% de los cuales fueron pagados para financiar la operación de la central Atacama[23], la cual operaba a diésel, el combustible más costoso dentro de los disponibles en el sistema[24]. En el curso de la investigación se encontró que parte importante de los sobrecostos eran traspasados por las generadoras a sus clientes[25].

17. Adicionalmente, se esperaba que durante los años 2014 y 2015 los sobrecostos fueran mayores, ello por cuanto se proyectaban mantenimientos de centrales a carbón, cuyas fallas o indisponibilidades eran uno de los principales causantes del despacho de la central Atacama a MT. Asimismo se esperaba un aumento de la demanda por la entrada de nuevos proyectos mineros, lo que también hacía más probable el despacho de dicha central[26].

18. Lo anterior motivó a E.CL a buscar opciones para disminuir sus pagos por MT. En este contexto, a mediados del año 2013 se presentó la posibilidad de adquirir barcos de GNL puestos a disposición por la Empresa Nacional del Petróleo (**ENAP**) para los años 2014 y 2015. La adquisición de dicho gas de oportunidad, y la utilización de éste para la generación de energía en la unidad CTM3[27] permitirían remplazar a la central Atacama a MT, con un menor costo de operación, y consecuentemente disminuir las compensaciones que se

---

[23] El único generador del sistema que durante el año 2013 es receptor neto del pago de compensaciones por sobrecostos de MT es Gas Atacama, según lo indicado por los Informes de Valorización de Transferencia del CDEC-SING.

[24] La central Atacama de Gas Atacama está constituida por dos unidades de generación eléctrica duales (GNL y diésel) de ciclo combinado, pero operaba únicamente a diésel. Hasta el 29 de octubre de 2015, los reportes de MT informado por los propietarios incluían tiempos mínimos de funcionamiento de 30 horas y una potencia bruta mínima dependiendo de las unidades que se despachen, que iba entre los 95 MW hasta los 310 MW. Fuente: Respuesta del CDEC-SING al Oficio Ord. SEC N° 14588.

[25] Ver Nota [1] en Anexo confidencial.

[26] Estas condiciones se habrían materializado, según se puede leer en la Memoria Anual 2014 de E.CL, p.167: "*Las mantenciones de centrales a carbón incluyendo la central CTM1, U12 y CTA de E.CL, Norgener y Celta de Endesa unidos a problemas de transmisión del sistema y una mayor demanda, hicieron que aumentara la participación de Gas Atacama operando sus ciclos combinados con petróleo diésel*".

[27] Unidad que no tenía GNL destinado a directamente para su operación, salvo como reserva en caso de falla de la unidad 16 ("**U16**") de ECL. Estas dos son las únicas unidades a ciclo combinado duales (GNL y petróleo diésel) de E.CL.

debían efectuar, y generar un beneficio al sistema como consecuencia de incorporar una energía más económica.

19. Este proyecto, no obstante, no resultaba rentable de realizar por sí solo para E.CL atendido el procedimiento vigente para la declaración de combustibles del CDEC-SING, lo que motivó que buscara la participación de otros actores en el proyecto de modo de hacerlo económicamente viable, lo que da origen al Acuerdo[28].

III. EL ACUERDO

20. El Acuerdo entre EC.L y AES Gener está constituido por tres contratos, firmados con fecha 21 de enero de 2014[29] y con vigencia durante los años 2014 y 2015, estos son:
    (i) Contrato de compraventa de GNL;
    (ii) Contrato de arriendo de la CTM3; y
    (iii) Contrato de prestación de servicios para la operación y mantenimiento de la CTM3.

21. En virtud del primero, AES Gener acuerda la compra de GNLR a E.CL para la generación eléctrica en el SING, para cuyos efectos E.CL adquiriría los barcos de GNL a ENAP y contrataría los servicios de recepción, almacenamiento y regasificación en el Terminal de GNL de Mejillones[30]. El precio pagado por AES Gener fue fijado en un valor que incluía todos los costos relacionados con el uso del terminal, regasificación, transporte hasta central, derechos de internación, muelle, pérdidas y un margen de comercialización para E.CL[31].

---

[28] Ver Nota [2] en Anexo Confidencial.

[29] El contrato de compraventa de GNLR fue modificado a través de una *adendum* firmado con fecha 23 de septiembre de 2014, válido para las transacciones del año 2015, donde se modificó el valor del combustible.

[30] Ver Nota [3] en Anexo confidencial.

[31] Ver Nota [4] en Anexo confidencial.

22. En virtud del segundo de los contratos, AES Gener arrienda la unidad CTM3 de manera que ésta pudiese inyectar al SING toda la energía que le fuera posible generar a partir de GNL[32]. El arrendamiento implicaba que la energía generada por la unidad CTM3 fuera declarada por AES Gener.

23. Finalmente, en virtud del último de los contratos, E.CL se obligó a prestar los servicios de operación y mantenimiento de la unidad CTM3 durante el periodo del arrendamiento[33].

24. Aun cuando la operación estaba conformada por tres contratos separados, estos están de tal manera interrelacionados que aseguraban que efectivamente el gas de oportunidad importado por E.CL sea utilizado en la CTM3. En efecto: (i) el precio de arriendo de la CTM3 estaba fijado de tal manera que sólo sea rentable operar la CTM3 con el gas adquirido de E.CL, y, por lo demás, la operación con otro gas requería de la autorización previa de E.CL; (ii) la cantidad máxima de gas a comprarse por Norgener era el correspondiente a los dos barcos adquiridos por E.CL a Enap; (iii) en el contrato de compraventa del gas se declaraba que este se adquiere para ser utilizado para la generación de energía eléctrica en el SING, y en el arriendo más específicamente para utilizarlo en la CTM3, lo que impedía a Norgener utilizar el gas para otros fines; y (iv) los plazos del arriendo de la CTM3 y de la prestación de servicios estaban relacionadas con el período en que E.CL tenga la disponibilidad del gas de oportunidad.

25. La racionalidad del acuerdo se sustentaba en el hecho de que no era rentable para E.CL realizar este proyecto por sí mismo, en cuanto los ahorros proyectados por la reducción del pago de MT no alcanzaban a compensar los costos de realizar el proyecto, en virtud del procedimiento de valorización de GNL vigente del CDEC-SING.

---

[32] Ver Nota [5] en Anexo confidencial.

[33] Ver Nota [6] en Anexo confidencial.

26. En efecto, el Procedimiento de determinación de costos variables de combustible de las unidades generadoras que operan en el SING consideraba los costos de regasificación como costos fijos y por lo tanto no remuneraba a las centrales por este concepto. Adicionalmente, el Procedimiento no aceptaba la declaración de costos diferenciados para dos unidades de GNL que pertenecieran a una misma empresa generadora[34-35-36].

27. De esta manera, el Acuerdo le permitía a E.CL aprovechar en su beneficio un "vacío" en la regulación establecida por el CDEC-SING que no establecía limitación alguna en cuanto a la determinación del precio del combustible. Así, a través de la participación de un intermediario como AES Gener le permitía incluir como costo variable de operación de la CTM3 el costo de regasificación. Por otra parte, la operación le permitía mantener dos precios de GNL, uno para el ciclo combinado U16 y otro para la unidad CTM3.

28. Las ganancias del Acuerdo para E.CL provenían principalmente de cuatro fuentes:

---

[34] En relación con los costos declarados que tienen más de un proveedor para el mismo combustible, conforme lo establece el Manual de Procedimiento, las empresas deben informar los costos y disponibilidad de combustibles según desglose establecido en dicho Procedimiento. En el caso del carbón y el gas natural, si las empresas cuentan con más de un proveedor, para alguno de estos combustibles, el Procedimiento establece que las empresas generadoras deben informar el valor que resulta del promedio ponderado del costo y volumen recibido, normalizado a una base equivalente para cada combustible. Para estos combustibles se deben considerar los volúmenes recibidos hace 30 días y los que prevén recibir en 60 días más, conforme a embarques comprometidos para lo cual deben contar con antecedentes que acrediten un compromiso con el proveedor. Ver Manual de Procedimiento del CDEC-SING. Disponible en: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_proc_dodp_pub_2.proced_hist_dodp_item?p_id=29&p_clasif_direcc=2&p_tipo_proc=DO&p_de_donde=W [última visita: 8 de junio de 2016]

[35] E.CL intentó proponer al CDEC-SING una interpretación distinta del Procedimiento para viabilizar su proyecto. Ver nota [7] en Anexo Confidencial.

[36] Es pertinente señalar que con fecha 9 de abril de 2015 la CNE emitió un informe desfavorable a dicho Procedimiento, señalando que: "(...) el Procedimiento DO 'Costos de Combustibles de las Centrales Generadoras del SING' contraviene la normativa vigente, al permitir que los costos de combustibles puedan ser respaldados y validados sobre la base de cotizaciones de proveedores, que podrían no corresponder a costos efectivos en que las empresas generadoras incurran para la adquisición de dichos combustibles y, por lo tanto, podría conllevar a que no se cumpla con el objetivo de la operación del sistema eléctrico al menor costo de abastecimiento de acuerdo a lo establecido en los artículos 137° y 225° letra b) de la Ley, y con la correcta determinación del costo marginal a utilizar en las transferencias de energía, en conformidad a lo señalado en el artículo 119° de la Ley". Véase Resolución Exenta N°172, disponible en: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_proc_dodp_pub_2.proced_hist_dodp_item?p_id=29&p_clasif_direcc=2&p_tipo_proc=DO&p_de_donde=W [última visita: 8 de junio de 2016]

(i) Del margen que podía obtener por la comercialización del GNL (que aumentaba si aumentaba el precio de reventa);

(ii) Los ahorros en sobrecostos no traspasables que incurriría E.CL (los que disminuían si aumentaba el precio de reventa del gas);

(iii) El precio de la maquila, esto es, del arriendo de la unidad y prestación de servicios; y

(iv) Del aumento de los precios de los contratos que tenía como indexador los valores reportados de GNL en el CDEC-SING[37].

29. Por su parte, para AES Gener los beneficios provenían principalmente de:

(i) La diferencia entre el ahorro de sobrecostos no traspasables incurridos por AES Gener y el costo de la maquila; y

(ii) Del aumento de los precios del contrato de los contratos indexados a GNL en el CDEC-SING[38].

30. Asimismo, aunque AES Gener también se beneficiaba del Acuerdo, en los hechos pasó a ser un agente de E.CL para efectos de la declaración de combustible de la unidad CTM3. En efecto, aunque el GNL haya sido vendido a AES Gener y la unidad CTM3 arrendada a ésta, ambos seguían siendo utilizados por E.CL.

IV. ANÁLISIS JURÍDICO DEL ACUERDO

31. La operación entre E.CL y AES Gener es un acuerdo de cooperación horizontal, esto es, un acuerdo entre agentes económicos que son competidores actuales o potenciales o que están activos en el mismo nivel de la cadena de distribución o producción, generalmente celebrado abiertamente entre las firmas por razones legítimas de negocios[39].

---

[37] Ver Nota [8] en Anexo confidencial.

[38] Ver Nota [9] en Anexo confidencial.

[39] Véase Vivien Rose y David Bailey (editores), *Bellamy & Child, European Union Law of Competition*, séptima edición, año 2013, Oxford University Press, apartado 6.001. Las agencias de competencia de los Estados Unidos, la Federal Trade Commission y el U.S. Department of Justice consideran que la cooperación entre competidores implica uno o más acuerdos, distintos a una operación de concentración, entre competidores actuales o potenciales, para ejecutar una actividad económica, y

32. Los acuerdos de cooperación horizontal parten de la premisa que en algunos mercados los competidores necesitan colaborar para lograr objetivos tales como expandirse a otros mercados, financiar esfuerzos de innovación y rebajar costos de producción[40].

33. Estas colaboraciones muchas veces son procompetitivas[41]. En efecto, los acuerdos de cooperación horizontal pueden dar lugar a beneficios económicos si combinan actividades, conocimientos o activos complementarios[42]. Así, la cooperación horizontal puede ser un medio de compartir el riesgo, ahorrar costos, incrementar las inversiones, agrupar los conocimientos técnicos, aumentar la calidad y variedad del producto y lanzar más rápidamente la innovación[43].

34. Sin embargo, los acuerdos de cooperación horizontal también pueden plantear problemas de competencia. Así ocurre, por ejemplo, cuando las partes acuerdan fijar los precios o la producción o repartirse los mercados, o cuando la cooperación permite a las partes mantener, mejorar o aumentar su poder de mercado y sea probable que ello cause efectos negativos sobre los precios, la producción, la innovación o la variedad y calidad de los productos[44].

35. Los acuerdos de cooperación horizontal han sido ampliamente analizados en el derecho comparado. De acuerdo a la jurisprudencia europea, el análisis consta de dos fases: la primera fase conlleva determinar si el acuerdo entre

---

la actividad económica resultante de ella. Federal Trade Commission y U.S. Department of Justice, *Antitrust Guidelines for Collaborations among Competitors*, abril de 2000, pág. 2. 1. Los acuerdos de cooperación horizontal pueden ser de diversos tipos, sin embargo, los más comunes son los acuerdos de investigación y desarrollo, acuerdos de compra, acuerdos de producción, acuerdos de comercialización y acuerdos de estandarización.

[40] Antitrust Guidelines for Collaborations among Competitors, supra n 39, pág. 1.

[41] ibid.

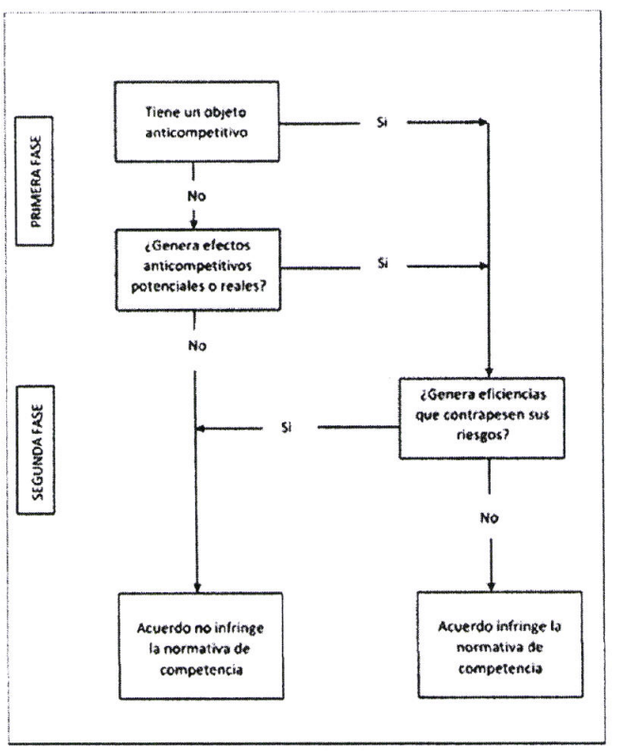
[42] Comunicación de la Comisión Europea, *Directrices sobre la aplicabilidad del artículo 101 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea a los acuerdos de cooperación horizontal*, Diario Oficial N° C 011 de 14 de enero de 2011, apartado 2.

[43] ibid.

[44] ibid, apartado 3; y Antitrust Guidelines for Collaborations among Competitors, supra n 39, pág. 8.

las empresas tiene un objeto contrario a la competencia o unos efectos potenciales o reales restrictivos de la competencia; mientras que la segunda fase, que solo llega a ser pertinente cuando se concluye que un acuerdo es restrictivo de la competencia conforme a la primera fase, consiste en determinar los beneficios para la competencia de ese acuerdo y en evaluar si esos efectos favorables a la competencia compensan los efectos restrictivos de la competencia[45]. Los efectos contrarios a la competencia y los favorables se sopesan exclusivamente en la segunda fase[46].

Figura N° 3: Análisis de un acuerdo de cooperación horizontal en el Derecho de Competencia de la Unión Europea y Estados Unidos



36. El análisis en los Estados Unidos es similar, pero más restrictivo, por cuanto aquellos contratos que tienen un objeto anticompetitivo son *per se* ilícitos[47],

[45] Directrices sobre acuerdos de cooperación horizontal, supra n 42, apartado 20.

[46] ibid.

[47] Desde Addyston Pipe (175 U.S. 211) en 1898 se estableció que los acuerdos que dicen relación con la fijación de precios, cantidades a producir y mercados son ilegales *per se*.

esto es, no admiten justificación procompetitiva alguna[48]. Así, solo en aquellos contratos que no son *per se* ilícitos existe un análisis de dos fases bajo la regla de la razón (*rule of reason*), analizándose en una primera instancia si el contrato tiene un potencial daño anticompetitivo, y, posteriormente, en una segunda fase, que sólo tiene lugar si se determina previamente que el contrato genera efectos anticompetitivo, se analiza si el contrato es razonablemente necesario para lograr beneficios procompetitivos que puedan contrarrestar el daño a la competencia[49].

IV.1. Primera fase de análisis: Restricción a la competencia

37. El análisis de los contratos en la primera fase, tanto en los Estados Unidos como en Europa, conlleva determinar si el contrato tiene un objeto o un efecto anticompetitivo.

38. Los acuerdos que tienen un objeto anticompetitivo, son aquellos que por su propia naturaleza pueden considerarse como perjudiciales para el buen funcionamiento del juego normal de la competencia[50]. A efectos de determinar si un acuerdo tiene un objeto anticompetitivo, debe analizarse particularmente su contenido, la finalidad objetiva que pretende alcanzar, así como el contexto económico y jurídico en que se inscribe[51]. La prohibición de estos acuerdos es independiente de los efectos que generen en el mercado, bastando acreditarse que su objeto persigue la restricción de la competencia[52]. Entre dichos

---

[48] Véase al respecto, *United States v. Socony-Vacuum Oil Co.*, 310 U.S. 150 (1940); y *Arizona v. Maricopa County Medical Soc'y*, 457 U.S. 332 (1982).

[49] Antitrust Guidelines for Collaborations among Competitors, supra n 39, págs. 11 y 12.

[50] *Beef Industry Development Society*, supra n 52, apartado 17.

[51] Directrices sobre acuerdos de cooperación horizontal, supra n 39, apartado 25.

[52] Directrices sobre acuerdos de cooperación horizontal, supra n 42, apartado 24; y Antitrust Guidelines for Collaborations among Competitors, supra n 39, pág. 8. Véase, asimismo, la jurisprudencia europea asuntos 56/64 y 58/64, 56/64 y 58/64 *Consten and Grundig contra Comisión Europea*, [1964] ECR 299, apartado 496; Asunto C-209/07, *Competition Authority contra Beef Industry Development Society Ltd and Barry Brothers (Carrigmore) Meats Ltd.*, [2008] ECR I-8637, apartado 16; y asunto C-8/08 *T-Mobile Netherlands BV y otros contra Raad van bestuur van de Nederlandse Mededingingsautoriteit*, [2009] ECR I-4529, y apartado 29; y la jurisprudencia norteamericana *Arizona v. Maricopa County Medical Soc'y*, supra n 48.

acuerdos se comprenden la fijación de precios, la colusión en licitaciones, el reparto de mercado, la limitación de producción o ventas[53].

39. Por su parte, cuando un acuerdo de cooperación horizontal no tenga un objeto anticompetitivo, debe examinarse si tiene efectos restrictivos de la competencia, ya sean reales como potenciales[54]. Para que un acuerdo tenga efectos restrictivos de la competencia se considera que debe tener un impacto negativo apreciable, real o probable, por lo menos en uno de los parámetros de la competencia del mercado, tales como el precio, la producción, la calidad de los productos, la variedad de productos y la innovación[55]. De esta manera, los efectos anticompetitivos pueden ser variados: pueden consistir en la limitación las decisiones independientes en relación a precios, cantidades, u otras variables estratégicas, en combinar la toma de decisión o el control de intereses financieros en producción, en reducir las habilidades o incentivos de competidor independientemente, o en facilitar la colusión expresa o tácita entre competidores[56]. Al respecto, se ha señalado que es probable que se produzcan efectos restrictivos de la competencia cuando puede esperarse con un razonable grado de probabilidad que, debido al acuerdo, las partes estén

---

[53] Antitrust Guidelines for Collaborations among Competitors, supra n 39, pág. 3. Lo anterior es consistente con la jurisprudencia Chilena, en que se ha considerado que varios de los acuerdos contenidos en el artículo 3, letra a) -tales como los que dicen relación con fijación de precios, limitar cantidades, excluir competidores o afectar procesos licitatorios-, son ilícitos por su objeto y por lo tanto no requerirían de un análisis del contrato en su contexto. Véase Sentencia de la Corte Suprema de fecha veinte de septiembre de dos mil doce, *Requerimiento de la FNE contra Abercrombie & Kent S.A. y Otros*, caso Rol N° 10.954-2011, considerando décimo séptimo; Sentencia de la Corte Suprema de 7 de septiembre de 2012, *Requerimiento de la FNE en contra de Farmacias Ahumada S.A. y Otros*, caso Rol N° 2578-2012, considerando octogésimo primero; Sentencia 133/2014, caso C 224-11, *Requerimiento de la FNE contra Servicios Pullman Bus Costa Central S.A. y Otros (caso Curacaví)*, considerando centésimo primero; Sentencia 139/2014, caso C 236-11, *Requerimiento de la FNE contra Agrícola Agrosuper S.A. y Otros*, considerando ducentésimo vigésimo segundo; Sentencia 134/2014, caso C 223-11, *Requerimiento de la FNE contra Empresa de Transportes Rurales Ltda. y Otros*, considerandos centésimo décimo octavo a centésimo vigésimo; y Sentencia 128/2013, caso C 177-08, *Requerimiento de la FNE contra ACHAP A.G y Otros*, considerandos centésimo primero a centésimo tercero.

[54] Directrices sobre acuerdos de cooperación horizontal, supra n 42, apartado 26.

[55] Directrices sobre acuerdos de cooperación horizontal, supra n 42, apartado 27.

[56] Antitrust Guidelines for Collaborations among Competitors, pág. 6.

en condiciones de incrementar rentablemente el precio o reducir la producción, la innovación, la calidad del producto o su variedad[57].

40. Para evaluar si un acuerdo de cooperación horizontal tiene efectos restrictivos de la competencia, debe compararse con el contexto jurídico y económico real en que se daría la competencia sin el acuerdo con todas sus presuntas restricciones –el denominado "contrafactual"[58]. Esto dependerá de varios factores tales como la naturaleza y contenido del acuerdo, hasta qué punto las partes, individual o conjuntamente, tienen o consiguen cierto grado de poder de mercado y el acuerdo contribuye a la creación, mantenimiento o fortalecimiento de dicho poder o permite a las partes hacer uso del mismo[59].

IV.2. Segunda fase de análisis: Eficiencias

41. Una vez que se determina que el acuerdo tiene un objeto o efectos anticompetitivos, actuales o potenciales, se pasa a una segunda etapa, donde se analizan los beneficios para la competencia y si estos compensan los efectos anticompetitivos del acuerdo. En el caso de la legislación europea, esta defensa está supedita a cuatro condiciones acumulativas, dos de ellas positivas y otras dos negativas: (i) los acuerdos deben contribuir a mejorar la producción o la distribución de los productos o a fomentar el progreso técnico o económico, es decir deben generar mejoras de eficiencia; (ii) las restricciones deben ser indispensables para alcanzar esos objetivos, es decir, las mejoras de eficiencia; (iii) debe reservarse a los consumidores una participación equitativa en el beneficio resultante, es decir, las mejoras de

---

[57] ibid, apartado 28. En un sentido similar, las Antitrust Guidelines for Collaborations among Competitors, supra n 39, pág. 10.

[58] Directrices sobre acuerdos de cooperación horizontal, supra n 42, apartado 29.

[59] Ibid, apartado 28. Véase también las Antitrust Guidelines for Collaborations among Competitors, supra n 39, págs. 4 y 14. Asimismo, se ha señalado que para la determinación de los efectos anticompetitivos de un contrato se debe tener en cuenta el marco concreto en el que el acuerdo produce sus efectos, y en particular el contexto económico y jurídico en el que operan las empresas afectadas, la naturaleza de los servicios contemplados en dicho acuerdo y la estructura y condiciones reales de funcionamiento del mercado afectado. Véase, entre otros, asunto C-234/89, *Delimits v Henninger Bräu AG*, [1991] ECR I-935, apartado 31; asuntos T- 374/94 etc, *European Night Services v Comisión Europea*, [1998] ECR II- 3141, apartado 136; y asunto C-399/93, *Oude Luttikhuis y otros*, ECR I-4515, apartado 10.

eficiencia, incluidas las cualitativas, logradas mediante las restricciones indispensables deben procurar un beneficio suficiente a los consumidores de tal modo que al menos compensen los efectos restrictivos del acuerdo; por lo tanto, no basta con que las eficiencias solo beneficien a las partes del acuerdo; y (iv) el acuerdo no debe ofrecer a las empresas la posibilidad de eliminar la competencia respecto de una parte sustancial de los productos de que se trate[60]. Por su parte, en el caso de los Estados Unidos, el análisis se centra en determinar si las eficiencias del contrato serían suficientes para compensar el potencial del acuerdo para dañar a los consumidores[61]. En todo caso, no cualquier eficiencia es aceptada, sino que sólo aquellas que son reconocibles (*cognizable efficiencies*), esto es, eficiencias que son verificadas por la agencia, que no emanan de reducciones anticompetitivas de la producción, y que no pueden ser obtenidas a través de otros medios prácticos, menos restrictivos[62].

42. Como puede observarse, el análisis de la defensa de eficiencias también tiene rasgos comunes en las dos jurisdicciones más influyentes del mundo: (i) las eficiencias deben ir en beneficio de los consumidores; y (ii) el acuerdo debe ser indispensable para alcanzar las eficiencias, esto es, no puede existir una forma de lograrlas que sea menos restrictiva para la competencia.

IV.3. Análisis de los efectos restrictivos a la competencia y de las eficiencias del Acuerdo

43. Considerando lo anteriormente señalado como marco de análisis, en primer lugar, corresponde analizar si la operación entre E.CL y Norgener tenía un objeto o efectos anticompetitivos, sean actuales o potenciales, así como si las eficiencias resultantes son suficientes para contrapesar los eventuales efectos anticompetitivos del Acuerdo. Al respecto, si bien el contrato perseguía un objetivo potencialmente lícito, como era reducir los sobrecostos del sistema,

---

[60] Véase el Artículo 101 inciso 3 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea. Asimismo, véase las Directrices sobre acuerdos de cooperación horizontal, supra n 42, apartado 49.

[61] Antitrust Guidelines for Collaborations among Competitors, supra n 39, pág. 25.

[62] Antitrust Guidelines for Collaborations among Competitors, supra n 39, pág. 23.

podía producir efectos restrictivos de la competencia, ya que afectaba a aquellos contratos con clientes libres que estaban indexados al precio del GNL o al costo marginal del sistema.

44. Al respecto, la operación entre E.CL y AES Gener tuvo diversos efectos, tanto positivos como negativos, en el mercado eléctrico:
    (i) Redujo los pagos por MT;
    (ii) Modificó los costos marginales; y
    (iii) Modificó precios de contratos indexados a gas, a costos marginales o a MT.

45. En primer lugar, el Acuerdo permitió reducir los despachos de la central Atacama que operaba con diesel a un mayor costo de generación[63], disminuyendo con ello el pago de compensaciones que se debían efectuar a Gas Atacama por concepto de MT.

46. En segundo lugar, el Acuerdo modificó los costos marginales del sistema, al afectar los parámetros que son considerados en el proceso de optimización de los costos del sistema que reliza el CDEC-SING, para definir el despacho de las unidades y los costos marginales[64].

47. En tercer lugar, el Acuerdo influyó en aquellos contratos indexados a precio del GNL del sistema, los que se vieron afectados como consecuencia de precio fijado entre E.CL y AES Gener. Asimismo, en aquellas situaciones en que la unidad CTM3 marcase marginal, se afectó también aquellos contratos en que

---

[63] De acuerdo a lo declarado por personeros de ECL, el precio promedio de diésel utilizado por la Central Atacama en 2014 fue de 22,4 USD/MMBTU, mientras que el precio de adquisición del GNL de ECL considerando regasificación y costos de internación fue de 15,2 USD/MMBTU.

[64] Si bien el Acuerdo necesariamente debería reducir los costos totales del sistema, al introducir una unidad que desplace otra más costosa, los efectos sobre marginales son ambiguos a priori. En efecto, dependiendo de las condiciones específicas del mercado electrico, podría ocurri que los costos marginales disminuyeran, por efecto de que la unidad CTM3 reemplazara al a Central Atacama marcando marginal, o podrían aumentar, por efecto de los cambios en la lista de unidades que se despachen a partir de reemplazar a la Central Atacama despachada a MT por una con menores restricciones de operación. Este efecto fue simulado por el CDEC SING, a petición de esta Fiscalía.

el precio de venta está indexado al costo marginal, al igual que los contratos en que se traspasara parte de los pagos por MT a los clientes.

48. Para evaluar los efectos globales del Acuerdo, se solicitó al CDEC-SING simular los resultados del sistema en dos escenarios, cuya única diferencia radicaba en la vigencia o no del mismo, obteniéndose los siguientes resultados:

Tabla N° 1: Simulación de los Efectos del Acuerdo, año 2014[65]

Glosa	Valor
Costo de operación total del sistema	17,6 MM USD
Ahorro costos del sistema por Mínimo Técnico	6,3 MM USD
Pérdida por aumento del precio reportado del GNL empresas con contratos indexados	≈3 MM USD
Ahorro del sistema por baja del costo marginal	13 USD/Mwh 12% del costo marginal promedio

Nota: La Tabla muestra la simulación de los efectos del acuerdo en distintas variables, como el costo de operación total del sistema, el costo por mínimo técnico, el costo marginal. Los valores corresponden a la diferencia entre la simulación del escenario con el acuerdo y la simulación del escenario sin el acuerdo. El conjunto de supuesto en cada escenario es el mismo, sólo cambian la disponibilidad y el precio del combustible para la unidad CTM3 que fue arrendada por E.CL a AES Gener. Los costos marginales se calcularon en forma horaria, para la Barra Crucero 220 kV y se consideró una restricción de transmisión de la línea Crucero –Encuentro. Los costos variables de operación y disponibilidades utilizadas (salvo en el caso de la unidad CTM3, en el caso sin proyecto), fueron los reales de operación de todas las centrales. La demanda incluye la aplicación de un factor 1,04 sobre la demanda real horaria para simular el despacho que podría haberse programado por motivos de seguridad del sistema.
Fuente: Simulación CDEC-SING.

49. De esta manera, al celebrar el contrato de cooperación, las partes lograron el objetivo de desplazar parcialmente a la Central Gas Atacama, evitando que ésta operara a mínimo técnico, lo que en definitiva derivó en un menor precio para el sistema en comparación a si las partes no hubiesen celebrado tal operación.

50. Así, el Acuerdo entre E.CL y AES Gener resultó ser una operación beneficiosa para el sistema, en cuanto permitió reemplazar la operación de una central operando a petróleo diésel por otra con un combustible más barato. De

[65] La FNE solicitó a la CNE una evaluación técnica del acuerdo analizado, obteniendo estimaciones consistentes con las que se presentan en este informe.

acuerdo a los antecedentes y el análisis llevado a cabo por esta División, la operación no era rentable para E.CL sin la cooperación de algún otro actor que le permitiera incorporar los costos de regasificación en las declaraciones del valor del combustible. En consecuencia, la cooperación entre competidores era necesaria para viabilizar la operación[66].

51. Sin perjuicio de lo anterior, lo que justificó la cooperación entre las partes en este caso, es que se hubiese incorporado al precio del GNL el valor de su regasificación, de manera de incorporar dicho valor como costo variable y mantener fuentes de aprovisionamiento separadas de gas. Sin embargo, las partes del Acuerdo al fijar el valor del GNL no sólo se limitaron a incorporar el costo de regasificación, sino que, aprovechando el poder de mercado que el contrato les otorgaba, fijaron el precio en un valor más alto a fin de obtener una mayor cantidad de rentas, reduciendo los ahorros de costos por mínimos técnicos que se traspasaban al sistema.

52. Lo anterior refleja que la actual regulación permite la compraventa de combustible entre empresas competidoras en el mercado eléctrico, lo que les permite libremente fijar el costo de combustible que la generadora declara al CDEC-SING, en virtud de sus propios intereses e incentivos. De esta forma, y dependiendo de las condiciones del mercado, las empresas pueden aprovechar un vacío en la regulación para obtener ganancias superiores a las que se observarían en un ambiente competitivo.

53. Las partes del Acuerdo al fijar el valor del GNL, negociaron distintos márgenes de ganancia por la comercialización de GNLR, quedando de manifiesto en las diversas etapas de negociación la capacidad de manipular el precio de la declaración y, por ende, los distintos niveles de ganancia por este concepto, algunos menores que el finalmente acordado[67]. Así, originalmente fijaron el precio del GNL en 99% diésel, con lo cual fijaban casi el valor más alto posible, a fin de extraer el máximo de rentas, traspasando pocas eficiencias al sistema,

---

[66] Las conclusiones presentadas en este informe son consistentes con las obtenidas por la CNE en su informe "Informe Técnico Análisis impacto económico acuerdo E-CL - AES Gener".
[67] Ver Nota [10] en Anexo confidencial.

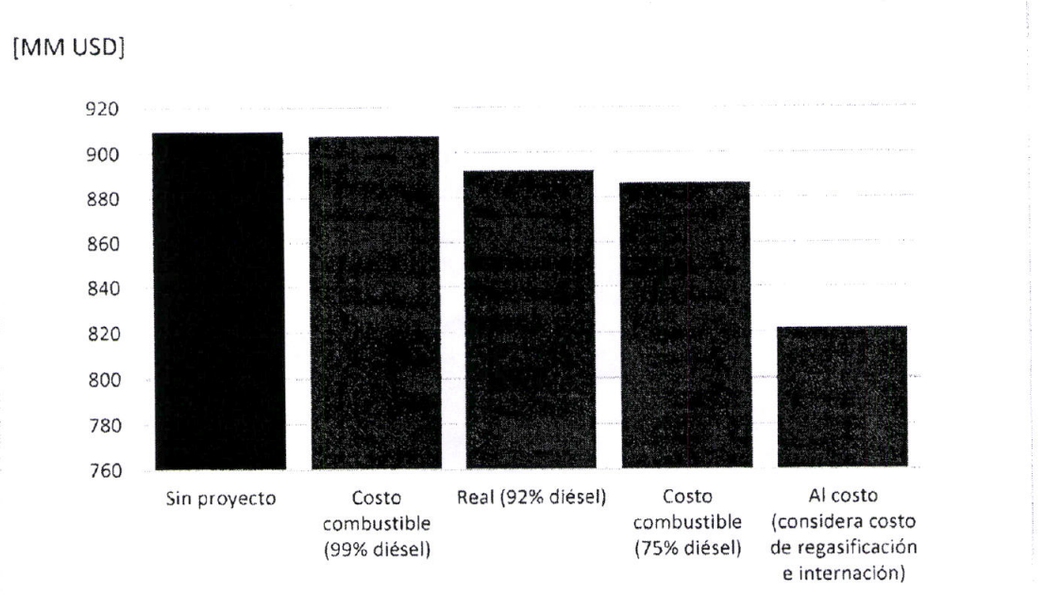
y a posterioridad lo rebajaron a 92% diésel de manera de traspasar algún beneficio a los consumidores[68].

54. En consecuencia, si bien la operación logró evitar parcialmente que Gas Atacama operara a mínimo técnico, no logró reducir de manera significativa los sobrecostos del sistema. En efecto, atendido a que el precio de venta del GNL acordado en la operación se fija en niveles similares al del diésel, la energía pasa a ser prácticamente igual de costosa que si fuera despachada por la CTM3 o por Gas Atacama. De hecho, las rentas de E.CL no provienen de una reducción de los costos de la energía como consecuencia de la disminución de los sobrecostos por mínimos técnicos, sino que provienen mayoritariamente del margen del GNL, manteniéndose el precio de la energía prácticamente igual de alto como si otras centrales operaran a mínimo técnico. Por su parte, en el caso de Norgener, sus beneficios provienen del mayor precio pagado por contratos de energía indexados al precio del gas.

55. En efecto, la Fiscalía pudo observar que los costos del sistema hubiesen sido mucho menores, existiendo mayores eficiencias para el sistema, si las partes hubiesen fijado un precio más cercano a los costos en que incurrieron para inyectar el GNL como se observa en la figura a continuación.

[68] De hecho, al observarse los antecedentes que dan cuenta de las negociaciones entre E.CL y Norgener, se observa que las partes decidieron rebajar el precio del GNL a 92% diésel a fin de evitar que la operación generara suspicacias en terceros. Ver nota [11] en Anexo Confidencial.

Figura N° 4: Costos de operación del sistema en Escenarios Alternativos, año 2014



Nota: (i) El escenario "Sin Proyecto", representa los costos del sistema simulados, durante el año 2014, si no se hubiera puesto a disposición de CTM3 los barcos de GNL adquiridos; (ii) El escenario "Costo combustible (99% diésel") corresponde a los resultados de la misma simulación reemplazando los precios de combustible de la unidad CTM3 reportados, por unos equivalentes a 99% de los precios de combustibles de unidades que operan a diésel en el sistema durante ese mismo período; (iii) El escenario "Real (92% diésel)" corresponde a los costos simulados del sistema, utilizando las disponibilidades y los costos de combustibles reales, declarados en el CDEC-SING durante el año 2014; ; (iii) El escenario "Costo de combustible (75% diésel")", corresponde al resultado del sistema con un costo de combustible reportado de 75% diésel); y (iv) "Al costo (considera costo de regasificación e internación") corresponde al escenario suponiendo que E-CL vende a AES Gener el combustible a su costo.

56. En esta línea recientemente acaba de ser publicada por la CNE el primer borrador de la norma técnica que fija el procedimiento para la planificación y programación de la operación de unidades que utilicen GNL, cuya versión final regirá la operación de las centrales de los sistemas SIC y SING cuando se encuentren interconectados. Dicha norma establece un detalle mucho mayor respecto a la cadena de abastecimiento de GNL y avanza en la línea de evitar manipulaciones de las declaraciones por parte de las empresas generadoras[69].

[69] Véase: http://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/NORMA-TÉCNICA-DE-GNL.pdf [última visita 9 de junio de 2016].

V. CONCLUSIONES

57. Analizados los efectos y las eficiencias del Acuerdo entre AES Gener y E.CL, es posible concluir que éste ha implicado una baja del precio de la energía pagada por la gran mayoría de los clientes interconectados al SING, como consecuencia de la disminución de los sobrecostos producto de la operación de centrales a MT, lo cual en definitiva resultó beneficioso para el sistema.

58. No obstante lo anterior, las partes se aprovecharon de un vacío regulatorio en cuanto a la libre fijación del precio del combustible entre competidores. En este contexto, la celebración del Acuerdo les confirió poder de mercado - que no podrían alcanzar actuando en forma independiente - cuyo ejercicio les permitió fijar precios que no tuvieron relación con los costos de aprovisionamiento, reduciendo las eficiencias de la operación y aumentando sus beneficios individuales.

59. En virtud de lo anterior, no obstante no configurarse en este caso una conducta lesiva a la libre competencia, los hechos observados en esta investigación, los vacíos regulatorios analizados y la norma técnica en discusión sobre operación de centrales a gas, resultan ilustrativos de dos desafíos regulatorios para el sector eléctrico:

60. En primer lugar, el procedimiento para la declaración de costos de combustibles del CDEC-SING no permite reconocer los costos de regasificación como costos variables, lo cual fue determinante para que E-CL decidiera negociar con un competidor el arriendo y venta de GNL. Esta División considera que la señalada situación podría ser evaluada por la autoridad sectorial, toda vez que dicho procedimiento puede desincentivar el ingreso al mercado de combustibles que reducirían los costos de operación del sistema.

61. En segundo lugar, el Procedimiento permite que los costos de combustible reportados al CDEC puedan surgir de negociaciones entre generadoras o empresas relacionadas, lo cual es problemático en caso que por esta vía se

extraigan rentas a algunos clientes o a otras generadoras, teniendo incluso el potencial de alterar artificialmente los costos que se reportan en el sistema en su conjunto.

62. En efecto, en el sector eléctrico las operaciones entre compañías generadoras involucran múltiples incentivos que permiten que las condiciones que se establezcan para la compraventa de combustibles puedan ser utilizadas con fines estratégicos, omitiendo el principio de despacho centralizado en vista a minimizar el costo de operación del sistema.

63. Es pertinente señalar que, en el mercado eléctrico, las posibilidades de abuso dependen - en gran medida - de la posición de las centrales que poseen los operadores dentro del sistema y de las posibilidades de afectar el despacho, en miras a afectar las señales de precio en el mercado, lo que conlleva a la autoridad regulatoria, a realizar un esfuerzo permanente por disminuir las posibilidades de arbitrariedad que pudieran permitir los reglamentos en cuanto a las declaraciones de valorización y disponibilidad de combustibles u otros parámetros técnicos de funcionamiento que pudieran afectar el mercado.

VI. RECOMENDACIÓN

En definitiva y salvo mejor parecer del señor Fiscal Nacional Económico, esta División sugiere archivar los antecedentes, sin perjuicio de la facultad de esta Fiscalía de velar permanentemente por la libre competencia en los mercados y de abrir nuevas investigaciones si existieren antecedentes que así lo justificaren.

GASTÓN PALMUCCI S.
JEFE DIVISIÓN ANTIMONOPOLIOS (S)

BAY