

ANT.: Adquisición de TerraForm
Power y otros por Orion
US Holdings 1 L.P.
Rol FNE F-91-2017.

MAT.: Informe de aprobación.

Santiago, 02 OCT. 2017

A : FISCAL NACIONAL ECONÓMICO

DE : JEFE DE DIVISIÓN DE FUSIONES

Por medio del presente, y de conformidad a lo dispuesto en el Título IV "De las Operaciones de Concentración" del DFL N°1/2004 del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto Ley N° 211 de 1973, y sus modificaciones posteriores ("DL 211") y lo dispuesto en el Decreto N° 33, del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo, de fecha 1 de marzo de 2017, que Aprueba Reglamento sobre la Notificación de una Operación de Concentración ("Reglamento"), presento a usted el siguiente Informe, relativo a la operación del Antecedente (la "Operación"), recomendando la aprobación de la misma en forma pura y simple, en virtud de las razones que a continuación se exponen:

I. ANTECEDENTES

1. Con fecha 3 de agosto del presente año (correlativo de ingreso N° 03065-17) los apoderados de las Partes notificaron ("Notificación") a la Fiscalía Nacional Económica ("FNE" o "Fiscalía"), en el marco de lo dispuesto en el Título IV del DL 211 y su respectivo Reglamento, la firma de un acuerdo consistente en la adquisición del 51% de TerraForm Power Inc. ("TERP"), presente en Chile a través de Amanecer Solar SpA ("AS"), por parte de Orion US Holdings 1 L.P. ("Orion").
2. Dicha notificación fue aceptada y declarada como completa por esta Fiscalía con fecha 18 de agosto de 2017, dando inicio a la investigación Rol FNE F-91-2017.

A. Las Partes

3. Orion es controlada indirectamente por Brookfield Asset Management Inc. ("BAM") y otras relacionadas¹. BAM, por su parte, es un fondo de inversión de origen canadiense que, además de otras inversiones en el mundo, es dueño indirecto del 27,7% de la propiedad de Transelec S.A. ("Transelec"), empresa que participa del mercado de la transmisión eléctrica en nuestro país.

¹ Brookfield Renewable Partners ("BRP") y Brookfield Infrastructure Partners LP ("BIP"). Esta última es dueña indirectamente de la autopista Vespucio Norte y del Túnel San Cristóbal.

4. TERP, por su parte, es una sociedad basada en Estados Unidos de Norteamérica, constituida por SunEdison Inc., dueña de activos de generación eléctrica mediante energías renovables en distintos mercados. En Chile, TERP es dueña del 100% del capital accionario de Amanecer Solar, que posee una planta fotovoltaica en la comuna de Copiapó, con una capacidad de 101,02 MW.

B. La Operación

5. Como se señaló, la Operación consiste en la adquisición por parte de Orion del 51% de las acciones de TERP-AS en Chile. El resto de las acciones serán transadas públicamente en la bolsa de valores.
6. Además de los activos en Chile, la transacción incluye activos presentes en Estados Unidos (2.360 MW), Canadá (145 MW) y Reino Unido (11 MW), por un monto total de US\$842 millones, de lo cual la transacción en Chile representa sólo una fracción menor.

C. Naturaleza de la Operación

7. Según lo señalado por las Partes², la transacción corresponde a una adquisición de derechos de Orion en TERP que confiere influencia decisiva sobre otra entidad, por lo que estaríamos en presencia de lo dispuesto en la letra b) del artículo 47 del DL 211, opinión que esta División comparte.

D. Estado actual de los activos en Chile

8. Amanecer Solar es propietaria de una planta fotovoltaica ubicada en las cercanías de Copiapó, la cual mantiene un contrato con la Compañía Minera del Pacífico, filial de Compañía de Aceros del Pacífico, a través del cual le vende casi la totalidad de la energía que produce. Dicho contrato tiene una duración de 20 años, de los cuales aún quedan 17. La energía remanente, es vendida en el mercado spot por Amanecer Solar, por cuenta de CMP.
9. Las partes del mencionado contrato se encuentran conectadas a través de una línea de transmisión dedicada, de propiedad de CMP.

E. Ley General de Servicios Eléctricos

10. Sin perjuicio del análisis de competencia que corresponde realizar a esta División, es menester hacer referencia a ciertos aspectos de la regulación sectorial relevante.
11. El artículo 7 de la Ley General de Servicios Eléctricos ("LGSE"), señala en su inciso 4° y 5°, lo siguiente:

"Las empresas operadoras o propietarias de los sistemas de transmisión nacional deberán estar constituidas como sociedades anónimas abiertas o cerradas sujetas a las obligaciones de información y publicidad (...).

² Notificación, p. 14.

Estas sociedades no podrán dedicarse, por sí, ni a través de personas naturales o jurídicas relacionadas, a actividades que comprendan en cualquier forma, el giro de generación o distribución de electricidad”.

12. Dado el vínculo existente entre BAM y Transelec detallado en el párrafo 3 de este Informe, la Operación implicaría que BAM participaría indirectamente en el mercado de la generación.
13. Las Partes han argumentado que ello no constituiría una vulneración al artículo 7 de la LGSE, pues, según la Ley de Mercado de Valores, Transelec no formaría parte del mismo grupo empresarial que BAM³.
14. Esta División es de la opinión que la determinación de si la Operación podría traducirse o no en una infracción a lo dispuesto en el mencionado artículo 7 de la LGSE corresponde a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (“SEC”) por lo que recomienda al Fiscal Nacional Económico oficiar a dicho órgano para ponerlo en conocimiento de la situación antes descrita⁴.

II. ANÁLISIS COMPETITIVO

A. Mercado

15. El mercado eléctrico está dividido en diferentes segmentos: (i) la generación de energía eléctrica, utilizando las distintas tecnologías disponibles; (ii) la transmisión de energía, que incluye la infraestructura necesaria para el transporte de energía desde el lugar de generación hasta el lugar de consumo o distribución; y (iii) el mercado de la distribución a los consumidores finales. Cabe señalar que, según lo indicado en la sección anterior, la Operación involucra únicamente al mercado de la generación y de la transmisión eléctrica.

(i) Mercado de Generación Eléctrica

16. La energía eléctrica producida se inyecta al sistema según orden de eficiencia productiva, lo que depende de los costos variables de operación y de la factibilidad técnica de operación. Según la Ley 20.936 que establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional (el “Coordinador Eléctrico” o “Coordinador”)⁵, que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos (“LGSE”), es el Coordinador quien establece el orden de despacho para la generación.
17. Las generadoras venden la energía eléctrica producida a través de contratos con clientes regulados y clientes libres⁶. Alternativamente, las generadoras pueden comercializar directamente toda la energía producida en el mercado spot, cual es el mercado mayorista al que se inyecta físicamente la energía eléctrica producida. En las empresas con superávit venden energía y las deficitarias, la compran.

³ Nota Confidencial [2].

⁴ Nota confidencial [3].

⁵ En reemplazo de los CDEC.

⁶ Según el artículo 147 de la LGSE, los clientes regulados son aquellos con requerimientos de potencia menores de 500KW. Los clientes libres son aquellos consumidores con requerimientos de mayores a 500 KW. En el caso de Chile, en su mayoría los clientes libres son las empresas de la Gran Minería.

18. El precio de la energía tiene modos de determinación diferentes según el tipo de cliente del que se trate. En el caso de los clientes libres, éstos se fijan a través de negociaciones directas sujetas, generalmente, a procesos de licitaciones privadas. En el mercado spot, las generadoras venden la energía a un precio igual al costo marginal horario. Por su parte, el precio para los clientes regulados corresponde al precio nudo y es definido por la Comisión Nacional de Energía ("CNE") semestralmente. El precio nudo se calcula utilizando dos componentes: el precio básico de energía⁷ y el precio básico de potencia⁸.
19. Para este segmento, el mercado relevante del producto ha sido definido previamente por la FNE⁹ como el de la comercialización de energía eléctrica para la venta a clientes libres y regulados. Lo anterior, debido a que, desde la perspectiva de la demanda, la energía es un producto homogéneo, no pudiéndose distinguir entre las distintas tecnologías utilizadas en su generación. Si bien, tal como fue reconocido por el TDLC¹⁰, desde la perspectiva de la oferta, distintas tecnologías de generación presentan distintas barreras de entrada, costos e incentivos para un eventual ejercicio de poder de mercado, ello sólo es relevante para la decisión de inversión inicial y no para el momento de contratación y comercialización de energía eléctrica.
20. Por su parte, el mercado relevante geográfico, en el corto plazo se define como el Sistema Interconectado Central ("SIC") por ser éste el sistema en el que se inyecta la energía generada por Amanecer Solar. Sin perjuicio de lo anterior, una vez que se materialice la interconexión con el Sistema Interconectado de Norte Grande ("SING")¹¹, el mercado relevante se ampliará, incluyendo a este último.
21. Según la definición del mercado relevante señalada, la participación de Amanecer Solar en generación de energía eléctrica, para el 2016, asciende a 0,4% del mercado, siendo los principales actores Endesa con 25%, Colbún con 11% y AES Gener con 11% (Tabla N°1).

Tabla N°1
Generación de energía eléctrica por empresa propietaria de las instalaciones de generación SIC (2016)

Propietario	MWh
Endesa	25%
Colbún	19%
Aes Gener	11%
Guacolda	9%
Pehuenche	4%
Eléctrica Ventanas	4%

⁷ Se entiende por tal, el "promedio en el tiempo de los costos marginales de energía del sistema eléctrico operando a mínimo costo actualizado de operación y de racionamiento, durante el periodo de estudio" (<https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/precio-nudo-corto-plazo/> [última revisión 21/09/2017]).

⁸ Se entiende por tal, el "costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico considerando las unidades generadoras más económicas, determinadas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico, incrementado en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del sistema eléctrico" (<https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/precio-nudo-corto-plazo/> [última revisión 21/09/2017]).

⁹ Informe de Archivo causa Rol FNE F-30-2014.

¹⁰ Resolución N°22/2007, Consulta sobre alianza para realización de proyecto hidroeléctrico Aysén, p. 35, donde señala: "considerando el tado de la oferta, al analizar las barreras de entrada al mercado de generación, será necesario distinguir entre las distintas tecnologías de producción disponibles, dado que existe una diversidad importante de costos entre éstas y, por ello, los incentivos a ejercer poder de mercado, por ejemplo estableciendo dificultades para el desarrollo de alguna de dichas tecnologías, pueden tener efectos relevantes sobre los precios y la eficiencia asignativa en este mercado", disponible en: http://www.tdlc.cl/tdlc/wpcontent/uploads/resoluciones/Resolucion_22_2007.pdf [última revisión 21/09/2017].

¹¹ Según Ley 20936, antes citada.

Sociedad Eléctrica De Santiago	4%
Arauco Bioenergía	2%
Enel Green Power	2%
Empresa Eléctrica Pangué	2%
Amanecer Solar (Llano De Llampos)	0.4%
Otros Actores	18%

HHI	1.241
------------	--------------

Fuente: CNE

22. Cabe señalar, a modo referencial, que si se considera únicamente la generación de energía solar, la participación de Amanecer Solar aún sigue siendo moderada, ascendiendo a un 14%. En este segmento, la principal generadora solar es Enel Green Power con 24% seguida por First Solar con 16%, verificándose en consecuencia una baja concentración según refleja el índice HHI de 1.311 puntos.

Tabla N°2
Generación de energía eléctrica por empresa propietaria de las instalaciones de generación (2016)

Propietario	MWh
Enel Green Power	24%
First Solar	16%
Amanecer Solar (Llano de Llampos)	14%
PV Salvador SPA	9%
Sunedison (Solar Javiera)	9%
Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	8%
Conejo Solar	6%
Solar San Andrés	4%
Chungungo S.A.	3%
Acciona Energía Chile	2%
Solairedirect Generación Andacollo SpA	1%
Otros actores	4%

HHI	1.311
------------	--------------

Fuente: CNE

(ii) Mercado de Trasmisión Eléctrica

23. El sistema eléctrico de transmisión incluye a todas las líneas y subestaciones de transporte de energía eléctrica que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución¹². Las líneas de transmisión se clasifican en líneas nacionales, dedicadas y líneas de transmisión zonal¹³. El sistema nacional se conforma por todas las líneas que permiten la creación de un mercado eléctrico común, interconectando los distintos segmentos¹⁴. El sistema dedicado consiste en todas las líneas y subestaciones que, estando interconectadas al sistema eléctrico, se encuentran dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios

¹²Art. 74 de la LGSE.

¹³ Ibid.

¹⁴ Ibid.

- o bien, para inyectar la producción de las centrales generadoras al sistema eléctrico¹⁵. Finalmente, el sistema de transmisión zonal es integrado por líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados¹⁶.
24. En el año 2016, el SIC estaba compuesto por 22.000 km de líneas de transmisión. Un 31% de aquellas pertenecían al sistema eléctrico nacional, el 38% al sistema zonal y el restante 31% al sistema dedicado. En el mismo año, el SING se componía de casi 9.500 km de líneas de transmisión; de éstas, un 78% pertenecía al sistema dedicado, un 8% al sistema zonal y el 15% al sistema nacional.
25. Teniendo lo anterior en consideración y para efectos de definir el mercado relevante de producto afectado por la Operación, cabe hacer presente que existen diversas alternativas plausibles, pudiéndose definir el mercado relevante de forma amplia, como el del transporte o transmisión de energía desde los puntos de generación a los puntos de consumo o distribución, o bien de manera más estrecha, de forma que cada sistema de transmisión pudiese ser considerado un mercado del producto en sí mismo. Sin embargo, dada las características de la Operación, esta División estima que la definición exacta del mercado de producto puede quedar abierta, toda vez que con independencia de la definición que se adopte las conclusiones sobre los riesgos a la competencia no varían.
26. El mercado geográfico en el corto plazo se define como el SIC. Sin embargo, una vez materializada la integración de los dos sistemas, el mercado geográfico incluiría al SING.

Tabla N°3 Participaciones de mercado en líneas de transmisión
(agosto 2017)

Propietario	Longitud Aprox. (km)
TRANSELEC S.A.	40%
TRANSNET S.A.	16%
CHILQUINTA ENERGÍA S.A.	4%
COLBÚN S.A.	4%
CHILECTRA S.A.	3%
SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL SUR S.A.	3%
AES GENER S.A.	3%
COLBÚN TRANSMISIÓN S.A.	2%
ALTO JAHUEL TRANSMISORA DE ENERGÍA S.A.	2%
TRANSHILE CHARRÚA TRANSMISIÓN S.A.	2%
CYT OPERACIONES	2%
MINERA LOS PELAMBRES	2%
Otros actores	15%

Fuente:CNE

¹⁵ Artículo 76 de la LGSE.

¹⁶ Artículo 77 de la LGSE.

27. Según los últimos datos disponibles, de agosto 2017, Transelec es el actor más grande en el mercado de transmisión, con una participación del 40%, medida por longitud de líneas; seguida por Transnet con 16%.
28. En caso de reducir el mercado sólo a las líneas de transmisión con potencia mayor a 220KV (líneas de transmisión nacional), Transelec quedaría con una participación de 57% seguida por Colbún con 5%.

**Tabla N°4 Participaciones de mercado en líneas de transmisión nacional
(agosto 2017)**

Propietario	Longitud Aprox. (km)
TRANSELEC S.A.	57%
COLBÚN S.A.	5%
COLBÚN TRANSMISIÓN S.A	5%
ALTO JAHUEL TRANSMISORA DE ENERGÍA S.A	5%
TRANSCHILE CHARRÚA TRANSMISIÓN S.A.	4%
CYT OPERACIONES	3%
MINERA LOS PELAMBRES	3%
ELETRANS S.A	3%
CHILECTRA S.A.	2%
AES GENER S.A.	2%
COMPAÑÍA MINERA DEL PACÍFICO S.A.	1%
CMPC CELULOSA S.A.	1%
EMPRESA ELÉCTRICA GUACOLDA S.A.	1%
SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL SUR S.A.	1%
Otros actores	6%

Fuente: CNE

29. Cabe hacer presente que, si bien el mercado de transmisión es un mercado medianamente concentrado, su grado de concentración ha disminuido en el tiempo, siendo el HHI en agosto de 2016, de 1.926 comparado con 2.057 en abril de 2015.

B. Riesgos para la competencia

30. Atendido que Orion, ni ninguna otra sociedad de su grupo empresarial participa al día de hoy en el mercado de la generación eléctrica, resulta posible descartar la existencia de riesgos de carácter horizontal en dicho mercado.
31. Los eventuales riesgos a analizar corresponden más bien a aquellos de naturaleza vertical, los que se podrían derivar de la participación de Transelec en el mercado de la transmisión y de Amanecer Solar en el mercado de la generación. Por consiguiente, resulta relevante determinar en qué medida dicha integración podría afectar las condiciones del mercado eléctrico, favoreciéndose mutuamente o perjudicando a terceros, ya sea a través de (i) la exclusión de competidores de la red de transmisión, (ii) del diseño de un plan de expansión en la red de transmisión para favorecer a la generadora relacionada o bien, (iii) por una alteración de los factores que determinan el monto del peaje a pagar por la utilización de la red.

32. Como se indicó, Transelec tiene una alta participación en el mercado de la transmisión, lo que podría generar al menos en teoría espacios para afectar anticompetitivamente el mercado aguas abajo, independientemente de la participación que se tenga en él.
33. Ahora bien, a pesar de que la participación de Transelec es alta, su actuar en el mercado se encuentra altamente regulado en diversas disposiciones legales y reglamentarias. Así, la regulación, según veremos, hace improbable la materialización de las conductas potencialmente anticompetitivas identificadas, en razón de lo siguiente.
34. En primer lugar, existe un régimen de acceso abierto, tanto para las líneas nacionales como para los sistemas dedicados. En efecto, las primeras tienen obligación de dar acceso a terceros en condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios¹⁷. Los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes exploten dichas líneas, no pueden negar acceso por razones de capacidad técnica. Es el Coordinador quien aprueba la conexión y establece los pagos, a partir de lo determinado por el Ministerio de Energía, previo informe de la CNE¹⁸.
35. Por su parte, en los sistemas dedicados, también existe obligación de dar acceso a terceros, pero sujeta a la existencia de capacidad técnica disponible. La existencia de dicha capacidad también es determinada por el Coordinador, quien, al fijarla, obliga a dar acceso en condiciones no discriminatorias. En caso de discrepancias que se susciten en esta materia, es el Panel de Expertos¹⁹ quien tiene la competencia para solucionarlas.
36. En segundo lugar, los planes de expansión en transmisión también se encuentran regulados²⁰, siendo el Coordinador quien envía cada año una propuesta de expansión para cada segmento del sistema²¹. A su vez, las ofertas presentadas a licitación para llevarlos a cabo, deben ser aprobadas por el mismo. Por tanto, no existe, para las empresas que participan en este mercado, la posibilidad de determinar individualmente la expansión de sus redes.
37. En tercer lugar, la determinación del peaje a pagar por el uso de las líneas es también regulado y, dado ello, tanto Transelec como Amanecer Solar están imposibilitados de afectar el cálculo de dicho peaje.

¹⁷ Artículo 79 de la LGSE: "Definición de Acceso Abierto. Las instalaciones de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico están sometidas a un régimen de acceso abierto pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión que corresponda de acuerdo con las normas de este título. Los propietarios, arrendatarios, usufructuarios, o quienes exploten a cualquier título las instalaciones de los sistemas de transmisión, con excepción del sistema dedicado, no podrán negar el acceso al servicio de transporte o transmisión a ningún interesado por motivos de capacidad técnica (...)"

¹⁸ Artículo 79, inciso 3ero de la LGSE: "El Coordinador aprobará la conexión a los sistemas de transmisión (...). Asimismo, le corresponderá al Coordinador establecer los pagos, a partir de la aplicación de las tarifas que determine el Ministerio de Energía, previo informe de la Comisión (...)"

¹⁹ Artículo 80, inciso 6to de la LGSE: "(...) Las discrepancias que surjan en la aplicación del régimen de acceso abierto en las instalaciones de los sistemas de transmisión dedicados podrán ser presentadas y resueltas por el Panel de Expertos".

²⁰ Título II: "De la Planificación Energética y de la Transmisión", en especial, artículo 89, de la LGSE.

²¹ Artículo 91 de la LGSE.

38. A todo lo anterior se suma el hecho que Amanecer Solar tienen una bajísima participación de mercado y que la naturaleza de su fuente de energía impide que tenga la capacidad de poder afectar el funcionamiento del sistema²².

III. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

39. Dadas las condiciones presentes en los mercados de generación y transmisión de energía eléctrica, esta División ha llegado a la convicción de que la Operación no resulta apta para reducir sustancialmente la competencia en estos mercados.
40. Por lo mismo, se recomienda aprobar la presente Operación en forma pura y simple, salvo el mejor parecer del señor Fiscal.

Saluda atentamente a usted,


FELIPE CERDA BECKER
JEFE DIVISIÓN DE FUSIONES


DFR

²² Al tratarse de energía solar, la planta está condicionada a la presencia del sol, no pudiendo "apagar" los sistemas de producción para afectar la inyección de energía al sistema, ni encenderlos durante la noche, por ejemplo.