

Informe

Ausencia de incentivos para excluir al PMGD Bullileo por parte de Luzparral S.A. y Chilquinta Energía S.A. y efectos para la competencia



30 de enero de 2023

www.butelmann.cl

Tel: +56 2 2233 3195 // Callao 2970, Oficina 1109, Las Condes, Santiago, Chile

Estructura y contenido	1
1. Antecedentes.....	2
1.1. Las conductas acusadas.....	2
2. Descripción general de la industria eléctrica	2
2.1. Segmento de Generación Eléctrica.....	3
2.2. Segmento de Transmisión Eléctrica	4
2.3. Segmento de Distribución.....	4
3. Mercados en los que participan las partes.....	6
3.1. La parte demandante: Transantartic y Bullileo	6
3.2. La parte demandada: Chilquinta y Luzparral.....	7
4. Mercado relevante.....	8
4.1. No existe un “mercado” en el que Chilquinta o Luzparral puedan cobrar costos de conexión excesivos a los PMGDs	8
4.1.1. La acusación sobre supuestos costos de conexión excesivos cuenta con un procedimiento administrativo especial de impugnación.	9
4.1.2. Luzparral, Chilquinta o Tecnoled no tienen, y nunca tuvieron, ningún monopolio para la construcción de la Línea de 23 KV	10
4.2. Mercado de generación y comercialización de energía y potencia a clientes libres en el SEN.	11
5. No existen disminuciones de ingresos derivados de la exclusión de PMGDs en mercados conexos de distribución o transmisión	16
5.1. Supuesta menor recaudación de peajes de distribución.....	18
5.2. Supuesta menor recaudación de peajes de transmisión	20
5.3. Supuestos menores ingresos derivados del adelantamiento de inversiones en la red de distribución.....	20
5.4. Supuestos efectos en el VAD derivados de pérdidas de energía.....	21
5.5. Supuestos menores ingresos por menores compras de potencia	22
5.6. El PMGD Bullileo no generaba costos operativos en la red de Luzparral que ésta haya debido soportar.	23
5.7. Los beneficios que suponga la operación de un PMGD para una distribuidora, sea por ahorros debidos a menores pérdidas de energía y potencia, mayores eficiencias operativas o menor dimensionamiento de infraestructura), son un incentivo a conectar PMGDs.....	23
5.8. Las empresas distribuidoras no son remuneradas con la tarifa regulada, sino con el VAD.	24
6. No hay daño a la competencia	24
Conclusiones	25

Estructura y contenido

Este informe, encomendado por Luzparral S.A. (Luzparral), tiene por objeto determinar si las demandadas en el juicio caratulado “*Demanda de TransAntarticEnergía S.A. en contra de Luzparral S.A. y otra*”, Rol C-434-2021 del TDLC, tienen incentivos o capacidad para incurrir en conductas de abuso de posición dominante respecto de los Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGDs), en particular del PMGD Bullileo, y si de la eventual exclusión del PMGD Bullileo podrían seguirse efectos contrarios a la libre competencia en algún mercado relevante.

Para ello, en la sección uno sintetizamos las conductas acusadas en la demanda de TransAntarticEnergía S.A. (Transantartic) y Bullileo SpA (Bullileo).

En la sección dos, describimos brevemente los distintos segmentos que componen el mercado eléctrico chileno, su contexto regulatorio y distintos tipos de clientes.

En la sección tres, señalamos los mercados en los que se desenvuelven las partes del juicio y sus personas relacionadas, e identificamos el o los mercados en los que podría existir competencia entre ellas.

En la sección cuatro abordamos la definición de mercado relevante propuesta por las demandantes en función de las conductas acusadas.

Así, en la subsección 4.1. y en consideración a la regulación aplicable, descartaremos que exista un mercado en el que las empresas distribuidoras puedan cobrar costos de conexión excesivos a los PMGDs y la supuesta existencia de una posición monopólica de las empresas distribuidoras en relación con los servicios de ingeniería y construcción de una línea de transmisión particular, concluyendo que el conflicto bajo análisis no es una divergencia de competencia del H. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, siendo irrelevante determinar si el Alimentador Bullileo es la única alternativa técnica-económica de conexión para el PMGD Bullileo.

A continuación, en relación con las conductas supuestamente exclusorias, en la subsección 4.2. definiremos y caracterizaremos el mercado relevante de generación y comercialización de energía en el que potencialmente competirían las partes, y analizaremos si las demandadas tienen capacidad e incentivos para excluir de dicho mercado a los PMGDs en general, o a Bullileo en particular.

Luego, en la sección cinco analizaremos los supuestos beneficios que las demandadas -o empresas relacionadas a estas- podrían obtener a partir de las conductas exclusorias denunciadas, en los segmentos de transmisión y distribución.

Finalmente, en la sección seis, nos referiremos a la teoría del daño a la competencia propuesta por las demandantes.

1. Antecedentes

1.1. Las conductas acusadas

En su demanda, Transantartic y Bullileo señalan que Luzparral S.A. (Luzparral) habría incurrido en una serie de hechos y actos que habrían impedido, restringido o entorpecido la libre competencia en el mercado eléctrico nacional, al abusar de su posición monopólica natural, intentado extraer todas las rentas posibles durante el proceso de conexión de PMGD Bullileo, y, luego, impidiendo su entrada efectiva al mercado de venta de energía eléctrica y potencia, en el cual competiría actual y potencialmente con Luzparral. En relación con Chilquinta S.A. (Chilquinta) señalan que esta, en su calidad de controladora de Luzparral, habría contribuido decisivamente a la exclusión del PMGD Bullileo del mercado de venta de energía eléctrica y potencia.

Las demandantes argumentan que la conexión del PMGD Bullileo representaba menores ingresos para las demandadas y que, por ello, estas últimas habrían desarrollado una estrategia exclusoria consistente, primero, en explotar abusivamente su posición de dominio por la vía de establecer costos de conexión excesivos y, luego, imponer a las demandantes un cambio en la solución de conexión sin consultar previamente a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

Este cambio en la solución de conexión habría gatillado la orden de la SEC de dar por terminada la vigencia del Informe de Criterios de Conexión (ICC)¹ del PMGD Bullileo y, con ello, se habría producido su exclusión definitiva del mercado de venta de energía y potencia en el que competiría con Luzparral.

2. Descripción general de la industria eléctrica

El mercado eléctrico se compone de tres segmentos interconectados y claramente diferenciados que, en su conjunto, permiten a los clientes finales contar con energía eléctrica: Generación, Transmisión y Distribución.

En Chile operan cinco sistemas eléctricos independientes: el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), y 4 Sistemas Medianos, que son el de Los Lagos, Aysén, Magallanes e Isla de Pascua. El SEN representa más del 99% de la generación eléctrica del país, teniendo una capacidad instalada de 30.734,8 MW a diciembre de 2021. Aunque las demandadas participan tanto en el SEN como en el Sistema Eléctrico de Magallanes, las demandantes sólo participan en el SEN. Dado que cada sistema eléctrico es un mercado distinto, las partes sólo podrían competir en el SEN.

El marco normativo persigue que el suministro de energía a clientes finales cuente con tarifas que emulen costos de generación, transmisión y distribución asociados a una

¹ El artículo 6 letra n) del DS 244, y el artículo 7 letra l) del DS 88, define el informe de criterios de conexión como *“informe emitido por la empresa distribuidora para dar cumplimiento a las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes y permitir la conexión y operación del PMGD o la modificación de las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación de uno ya existente, conforme a lo dispuesto en el presente reglamento, en adelante ‘ICC’”*. Es uno de los trámites del procedimiento reglado de conexión de PMGDs, descrito en la contestación de Luzparral.

operación eficiente, entregando señales adecuadas a las empresas y consumidores para obtener un desarrollo óptimo de los sistemas eléctricos.

En el mercado eléctrico se distinguen dos tipos de clientes o usuarios finales: clientes libres y clientes regulados. Los clientes libres cuentan con suficiente capacidad de negociación para ser sometidos a un régimen de libertad de precios y, por ende, pueden convenir libremente contratos de suministro con empresas generadoras o distribuidoras

Por su parte, los clientes regulados son aquellos que no cuentan con capacidad para poder negociar y suscribir directamente sus contratos de suministro, de forma tal que el suministro que ellos reciben está sujeto a un régimen de precios regulados.

El artículo 147° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) recoge lo señalado anteriormente y distingue a los clientes libres de los regulados según su potencia conectada, de la siguiente forma:

- Potencia menor a 0,5 MW: Clientes regulados.
- Potencia entre 0,5 MW y 5MW: Clientes regulados que pueden optar por un régimen de precios libres o regulados.
- Potencia mayor a 5 MW: Clientes libres.

2.1. Segmento de Generación Eléctrica

El primer eslabón de la cadena de valor es la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía primaria por medio de las diversas tecnologías disponibles.

La regulación permite el desarrollo del segmento de generación en condiciones de competencia, sin perjuicio de que las generadoras deban cumplir con ciertas obligaciones para la operación coordinada del sistema. De hecho, el suministro efectuado desde instalaciones de generación no es un servicio público regulado y se desarrolla bajo reglas de libre competencia.

Las generadoras venden la energía eléctrica producida por ellas a través de contratos: (i) con distribuidoras; y, (ii) con clientes libres. Los precios de la energía en los contratos con distribuidoras provienen de procesos de licitación pública regulados, mientras que los precios de la energía de los clientes libres se fijan por medio de acuerdos bilaterales o licitaciones privadas.

La energía eléctrica producida por las generadoras 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, siendo el Coordinador Eléctrico Nacional ("Coordinador") quien establece el orden de despacho para la generación.

Cuando las inyecciones de energía de una generadora exceden los retiros que efectúan sus clientes en virtud de contratos, esa generadora excedentaria es remunerada por las generadoras deficitarias, o que inyectan menos energía que la que retiran sus clientes en virtud de contratos. El marco en el que se realiza este balance energético y la

remuneración a las generadoras excedentarias se denomina mercado *spot*. El precio que reciben las generadoras excedentarias en el mercado spot es igual al costo marginal horario.

Adicionalmente, las generadoras también pueden ser excedentarias o deficitarias en potencia, y participan de un mercado de transferencias de potencia al precio por unidad de MW que fija la autoridad. Lo anterior, tiene por objeto remunerar a aquellas generadoras que, independientemente de que despachen o no energía, contribuyen a asegurar la suficiencia del sistema, esto es, que la capacidad del sistema eléctrico sea adecuada para satisfacer la demanda en todo momento, especialmente en las puntas.

2.2. Segmento de Transmisión Eléctrica

La LGSE considera como servicio público eléctrico el transporte de electricidad de los diversos sistemas de transmisión. El sistema de transmisión es el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico y que no están destinadas a prestar el servicio eléctrico de distribución.

La LGSE distingue cuatro tipos de sistemas de transmisión: (i) Sistema de Transmisión Nacional; (ii) Sistema de Transmisión Zonal; (iii) Sistema de Transmisión Dedicada; y (iv) Sistema de Transmisión para Polos de Desarrollo.

A diferencia del segmento de generación, el segmento de la transmisión es intensamente regulado. La ley establece obligaciones de acceso abierto y no discriminatorio a las líneas de transmisión por parte de los usuarios (generadoras y clientes libres), y regula el precio por su uso.

El pago a los sistemas de transmisión se compone del Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT)² que determina la CNE cada 4 años, y de los ingresos tarifarios reales por tramo³. Para las inversiones más recientes, el VATT queda determinado por la licitación, que adjudica la inversión, por 20 años.

Adicionalmente, las empresas operadoras o propietarias de los sistemas de transmisión nacional no pueden dedicarse, por sí ni por medio de personas relacionadas, a actividades que comprendan en cualquier forma el giro de generación o distribución de electricidad.

2.3. Segmento de Distribución

La LGSE considera como servicio público eléctrico el suministro que efectúa una empresa distribuidora a los usuarios finales situados dentro de su zona de concesión, o bien, que se conecten a sus instalaciones mediante líneas propias o de terceros. El sistema de distribución se compone de las líneas, subestaciones y equipos que permiten

² El VATT se compone de la anualidad del valor de la inversión ("AVI") y de los costos anuales de operación, mantenimiento y administración ("COMA"). Ambos componentes se calculan considerando la vida útil de la instalación de transmisión y una tasa de descuento que, de acuerdo a lo preceptuado por el artículo 118 de la LGSE, no puede ser inferior a un 7% o superior al 10%.

³ Los ingresos tarifarios reales corresponden a la diferencia de la valorización a costo marginal de las inyecciones y retiros de potencia y energía.

provisionar la electricidad hasta las residencias o consumidores finales.

Dada la ineficiencia de duplicar o superponer redes, la distribución de energía eléctrica a usuarios ubicados en una zona de concesión solo puede ser efectuada mediante concesión de servicio público de distribución, que habilita a su titular para establecer, operar y explotar instalaciones de distribución dentro de una zona determinada y otorga el derecho a usar bienes nacionales de uso público para tender líneas aéreas y subterráneas en el territorio concesionado.

Las empresas distribuidoras están sujetas a obligaciones de servicio público consistentes en entregar el suministro a todos los clientes regulados que lo soliciten dentro de su zona de concesión, o que se conecten a ella mediante líneas propias o de terceros, bajo estándares de calidad y de acuerdo con las tarifas determinadas por la CNE.

La tarifa regulada de distribución está caracterizada por la inexistencia de ámbitos de discrecionalidad, siendo el resultado de la suma del precio de nudo⁴, un valor agregado por concepto de distribución VAD⁵ y un cargo único o peaje por concepto del uso del sistema de transmisión troncal⁶.

Adicionalmente, las empresas distribuidoras están obligadas a prestar servicio público de transporte, permitiendo el acceso a sus instalaciones de distribución a otras empresas que suministren energía y potencia a clientes libres ubicados dentro de su zona de concesión. Ello, a cambio de un peaje de distribución también regulado en términos tales que para la distribuidora resulta indiferente suministrar a clientes propios o de terceros⁷.

El 1º de enero de 2021 entró en vigor la obligación de las empresas distribuidoras de tener giro exclusivo de distribución⁸, pudiendo desarrollar otros giros únicamente por medio de otras sociedades, o en la medida que lleven contabilidad separada.

El giro exclusivo de distribución comprende, además del servicio público de distribución,

⁴ El precio de nudo es fijado semestralmente por la CNE considerando el precio básico de energía y el precio básico de potencia en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución.

⁵ El VAD comprende el costo medio que incorpora la totalidad de los costos de inversión y funcionamiento de una empresa modelo o teórica operando en el país, que es eficiente en la política de inversiones y en su gestión.

⁶ El pago de los sistemas de transmisión para clientes regulados es de cargo de los consumidores finales, los que serán calculados semestralmente por la CNE mediante informe técnico y fijados mediante resolución exenta del Ministerio de Minería en la determinación de los precios de nudo. Dichos valores son calculados por el Coordinador.

⁷ El peaje de distribución que pagan los clientes libres situados dentro de la zona de concesión, es calculado por la CNE conjuntamente con la fijación de tarifas de distribución, y es igual al valor agregado de distribución vigente en la zona en que se encuentra el usuario, dentro de la respectiva área típica, ajustado de modo tal que si los clientes no regulados adquirieran su potencia y energía a los precios de nudo considerados para establecer la tarifa de los clientes sometidos a regulación de precios de la concesionaria de servicio público de distribución en la zona correspondiente, el precio final resultará igual al que pagarían si se les aplicara las tarifas fijadas a la referida concesionaria en dicha zona.

⁸ Artículos 8 ter, inciso primero, y séptimo transitorio de la Ley Nº 21.194, que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica, en adelante, "Ley Corta de Distribución".

la provisión de servicios asociados al suministro eléctrico.

Dentro de los servicios asociados existen servicios regulados o sometidos a fijación de precios cuando las condiciones existentes en el mercado no permiten garantizar un régimen de libertad tarifaria, y servicios no regulados, cuyo precio puede ser libremente determinado por la empresa distribuidora.

Los servicios y tarifas de los servicios regulados asociados a la distribución eléctrica están regulados en el Decreto No. 13T, del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial con fecha 24 de julio de 2018. En ellos se incluyen servicios asociados a empalmes y medidores, así como servicios asociados para usuarios distintos a los consumidores de electricidad, como el apoyo en postes a proveedores de servicios de telecomunicaciones.

Por su parte, los servicios no regulados comprenden una multiplicidad de prestaciones relacionadas a la distribución de energía eléctrica, dentro de las cuales se encuentran la construcción de redes particulares, traslado de redes, realización de obras a terceros, el arriendo de equipos eléctricos, estudios técnicos a particulares, provisión de medidores, entre otros servicios.

3. Mercados en los que participan las partes

3.1. La parte demandante: Transantartic y Bullileo

Transantartic se dedica al desarrollo de proyectos de generación de energía. Cuenta, por medio de sus relacionadas, Río Alto S.A. y Alba S.A., con dos parques eólicos en operación en la comuna de Dalcahue, de 36 y 65 MW de potencia. Adicionalmente, cuenta con un proyecto de generación eólica en desarrollo, de hasta 151 MW, también en Dalcahue. Por medio de Alba S.A., la demandante mantuvo un contrato de suministro con un cliente libre (Walmart), hasta el mes de marzo de 2021.

Adicionalmente, Transantartic solicitó a Luzparral la conexión del PMGD de su filial Bullileo (PMGD Bullileo), que es una mini hidroeléctrica de pasada, de 8 MW de potencia, ubicada 49 kilómetros al este de la ciudad de Parral. La SEC ordenó a poner término a la vigencia del ICC del PMGD Bullileo, sin que hasta la fecha se haya solicitado un nuevo ICC.

Recientemente, se anunció públicamente que Engie suscribió un contrato de promesa de compraventa de las acciones de las sociedades propietarias de los 3 proyectos de generación eólica antes mencionados⁹. Así, y sujeto a la aprobación de la FNE, las demandantes se proponen salir del mercado de generación eléctrica.

Por lo tanto, la parte demandante participaría exclusivamente en el segmento de generación y potencialmente podría comercializar energía y potencia, o bien, participar en el mercado spot en caso de ser excedentaria.

⁹ Fuente disponible en: <https://www.latercera.com/pulso/noticia/engie-acuerda-compra-del-parque-eolico-san-pedro-en-chiloe-por-us-77-millones/6YTWYBNMXBDUVD3LRIY5KNLOZM/>

3.2. La parte demandada: Chilquinta y Luzparral

Chilquinta Energía S.A. (actualmente Chilquinta Distribución S.A.) concentra la participación accionaria de sociedades que participan en los segmentos de distribución y de transmisión del Grupo de Empresas Chilquinta, integrado además por Tecnored S.A., Chilquinta Transmisión S.A., Chilquinta Servicios S.A. y Enerquinta S.A.

En el segmento de distribución participa directamente y por medio de sus filiales Compañía Eléctrica del Litoral S.A., Energía de Casablanca S.A., Luzlinares S.A. y Luzparral S.A.

En el segmento de transmisión, participa por medio de sus filiales Litoral Transmisión S.A., Luzparral Transmisión S.A., Compañía Transmisora del Norte Grande S.A. (CTNG), Eletrans S.A., Eletrans II S.A. y Eletrans III S.A., y de sociedades hermanas como Chilquinta Transmisión S.A., que controla Transquinta S.A.

Por último, Chilquinta comercializa energía y potencia a clientes libres, actividad que a futuro desarrollará por medio de Enerquinta S.A.

Por su parte, Tecnored S.A. se dedica a la comercialización de materiales y equipos eléctricos, incluyendo Transformadores y ECM, servicios de ingeniería u operaciones técnicas que comprende la realización de estudios, construcción y mantenimiento de redes de distribución eléctrica, empalmes eléctricos, protecciones eléctricas, entre otros servicios. Adicionalmente, Tecnored participa de los segmentos de generación de energía con centrales conectadas al SEN y comercializa energía en el mercado de contratos con clientes libres, abasteciéndose de generación propia y de terceros. En todo caso, y tal como se muestra en la Tabla N 2 de la sección 4.2, Tecnored tiene una participación marginal dentro del total de capacidad instalada del SEN que, en el período durante el cual se habrían desarrollado las supuestas conductas exclusorias, se reduce del 0,14% en 2014, al 0,10% en 2019.

Por lo tanto, en lo que respecta al SEN, y a la fecha de las conductas acusadas, las demandadas participaban en el segmento de generación y comercialización de energía a clientes libres por medio de Tecnored y de Chilquinta Energía S.A. que, tal como se muestra en la Tabla N 3 de la sección 4.2, totalizaban apenas el 1,5% de participación de mercado en 2019 y que, como veremos, no tienen ni pueden alcanzar algún poder en dicho mercado, que es crecientemente competitivo.

Las demandadas participaban directa o indirectamente en el segmento de transmisión por medio de Litoral Transmisión S.A., Luzparral Transmisión S.A. y Compañía Transmisora del Norte Grande S.A. (CTNG). Participaban directa o indirectamente en el segmento de distribución por medio de Chilquinta Distribución S.A., Compañía Eléctrica del Litoral S.A., Energía de Casablanca S.A., Luzlinares S.A. y Luzparral S.A. Finalmente, sólo Chilquinta Energía S.A. (actualmente por medio de Enerquinta S.A.) comercializaba energía y potencia a clientes libres, que adquiriría de las generadoras para revender. Luzparral no suministraba a clientes libres.

Por lo tanto, la parte demandante y la parte demandada (incluyendo a sus personas relacionadas) solo competían en el mercado de generación y comercialización de energía

a clientes libres en el SEN, que examinaremos en la subsección 4.2 siguiente.

4. Mercado relevante

Según las demandantes, existirían dos mercados relevantes en los que tendrían efectos las conductas que acusan.

Primero, el mercado en el que se relacionaría el PMGD Bullileo con Luzparral y en el que esta última habría exigido costos de conexión excesivos.

Segundo, el mercado de comercialización de energía y potencia en el que competirían las demandantes con las demandadas, y en el que las demandadas habrían incurrido en conductas exclusorias.

4.1. No existe un “mercado” en el que Chilquinta o Luzparral puedan cobrar costos de conexión excesivos a los PMGDs

Las demandantes acusan la exigencia o imposición de costos excesivos de conexión, que no dirían relación con los criterios establecidos reglamentariamente para su determinación.

Las demandantes señalan que el primer supuesto mercado relevante en el que incidiría esta conducta, sería el *“servicio de transporte de electricidad, que debe otorgar obligatoriamente Luzparral a través de su red de servicio público de distribución a todo titular de un proyecto de PMGD”*, citando a continuación el artículo 149 de la LGSE.

Desde luego, conviene distinguir el servicio de transporte de electricidad que prestan las empresas distribuidoras a las generadoras a cambio de un peaje de distribución para la provisión a clientes libres dentro de la zona de concesión, conforme a lo dispuesto en el artículo 120 de la LGSE, del supuesto mercado de servicios de conexión de PMGDs a que se refiere el artículo 149 de la LGSE.

El artículo 149º, inciso 6º de la LGSE, dispone que *“Los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad, así como aquellas empresas que posean líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, **deberán permitir la conexión** a sus instalaciones de distribución correspondientes de los medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts, sin perjuicio del cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes. Las obras adicionales que sean necesarias para permitir la inyección de dichos excedentes de potencia deberán ser ejecutadas por los propietarios de los sistemas de distribución correspondientes y **sus costos serán de cargo de los propietarios de los medios de generación indicados**, conforme a las modalidades que establezca el reglamento. Para el cálculo de estos costos se considerarán tanto los costos adicionales en las zonas adyacentes a los puntos de inyección, como los ahorros de costos en el resto de la red de distribución, conforme a los procedimientos que para ello establezca el reglamento. El valor de estas instalaciones adicionales no se considerará parte del valor nuevo de reemplazo de la empresa distribuidora correspondiente”*. Con esto último se evita la doble retribución de los activos ya financiados por el medio de generación.

La norma alude a los denominados PMGDs, regulados hasta el 29 de septiembre de 2015, por la versión original del Decreto Supremo N° 244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y, entre el 30 de septiembre de 2015 y el 19 de diciembre de 2019, por el Decreto Supremo N° 244 modificado sólo por el Decreto Supremo N° 101, de 2014, del Ministerio de Energía.

El DS 244 dispone claramente que los costos de conexión son la “*sumatoria de los costos de las obras adicionales en la red de distribución en las zonas adyacentes al punto de conexión de un PMGD y los ahorros o costos por la operación del PMGD*”. El ICC precisamente calcula los costos de conexión como la diferencia entre el valor presente de las inversiones con y sin PMGD por toda la vida útil del PMGD (art. 32). O sea, las distribuidoras demandadas, además de estar obligadas a permitir la conexión de los PMGD, **no pudieron** beneficiarse o ser perjudicadas en modo alguno producto de la conexión de un PMGD.

Adicionalmente la regulación dispone que las empresas distribuidoras tampoco podrán rentabilizar tales inversiones ya que no se consideran parte del VNR y no se reflejarán en tarifas. Es claro que, como todo aporte de terceros, una empresa regulada no puede rentar sobre activos que no le pertenecen puesto que fueron financiados por el PMGD. Ello, en todo caso, no implica una pérdida de ingresos para las distribuidoras demandadas.

Por todo lo anterior, es claro que, bajo la regulación sectorial, las empresas distribuidoras están obligadas a permitir la conexión a sus redes de distribución por parte de los PMGDs que así lo soliciten, en términos tales que dicha conexión sea económicamente neutra para las distribuidoras. De ello se sigue que la conexión de un PMGD a la red de distribución no es un “servicio”, sino una obligación de la empresa distribuidora, que no puede reportarle beneficios, ni perjuicios.

Más allá de coordinaciones operativas, la distribuidora no tiene una interacción económica con el PMGD, pues este último nada le compra al compensar los costos de conexión, de modo que no es posible que exista un mercado de servicios de conexión de PMGDs.

4.1.1. La acusación sobre supuestos costos de conexión excesivos cuenta con un procedimiento administrativo especial de impugnación.

La supuesta exigencia de costos de conexión excesivos antes indicada, se habría materializado según las demandantes en el ICC del PMGD Bullileo de fecha 28 de agosto de 2015, el cual fue rectificado el 25 de septiembre de 2015. Por lo mismo, y de acuerdo con el artículo 70 del DS 244, en caso de no concordar con ellos, el PMGD Bullileo debió deducir una controversia administrativa al respecto.

No obstante, las demandantes no solo no dedujeron la aludida controversia administrativa, sino que aceptaron formalmente pagar dichos costos de conexión, según indican en su demanda.

Luego, el incumplimiento de las obligaciones reglamentarias que entraña la acusación

de las demandantes en lo referido a los costos de conexión, dista de ser susceptible de análisis bajo la óptica del derecho de la libre competencia tanto porque no existe y está regulatoriamente prohibido que exista un mercado de servicios de conexión, como porque una eventual acusación relativa a la exigencia de costos de conexión que no consistan en la mera compensación de esos costos, ya es una infracción administrativa específica que cuenta con su procedimiento de reclamación.

Las conclusiones anteriores no varían, dependiendo de si el Alimentador Bullileo es o no la única alternativa técnica-económica de conexión a la red de distribución para el PMGD Bullileo, cuestión que no nos consta y que, como indicamos al comienzo, excede el ámbito de nuestro encargo determinar. Ello porque existe un deber de conexión por parte de las empresas distribuidoras que no está supeditado a dicha consideración¹⁰ y porque las empresas distribuidoras no pueden beneficiarse o ser perjudicadas por la conexión, según ya se señaló y se desarrollará con mayor detalle en la sección 5.

4.1.2. Luzparral, Chilquinta o Tecnoled no tienen, y nunca tuvieron, ningún monopolio para la construcción de la Línea de 23 KV

Además de inversiones en la red de la distribuidora necesarias para permitir la conexión a la red de distribución es necesario transportar la energía desde el punto de generación hasta el punto de inyección. Para ello, en este caso, se requería el tendido de una línea de 23 KV de aproximadamente 42 kilómetros de extensión.

Esa Línea de 23 KV no puede ser considerada una obra adicional que deba realizarse en la red de distribución y que únicamente pueda llevar a cabo la empresa distribuidora (Obras Adicionales). La SEC y la Corte de Apelaciones de Santiago determinaron que se trataba de una línea particular mediante sendas resoluciones y sentencias ejecutoriadas¹¹.

En suma, Luzparral, Chilquinta o Tecnoled no tienen, y nunca tuvieron, ningún monopolio para la construcción de la Línea de 23 KV, y la determinación de su costo no estaba sujeta a los criterios previstos en el DS 244. La Línea de 23 KV siempre pudo ser construida por el PMGD Bullileo o por alguna otra empresa de su selección.

De hecho, existen numerosas empresas que desarrollan la ingeniería y construcción de líneas de transmisión. Así, y tal como señaló la FNE sobre la base de información provista por el Coordinador, *“En total, entre los años 2016 y 2019 se licitaron 127 proyectos de transmisión, procesos en los cuales participaron 75 actores¹², con una mediana de tres*

¹⁰ La obligación de las empresas distribuidoras de conectar a su red a los PMGDs que así lo soliciten no está condicionada a que exista poder de mercado de la respectiva empresa distribuidora, ni tampoco a que esa red de distribución tenga características de facilidad esencial o exista una situación de dependencia económica del PMGD respecto de la empresa distribuidora.

¹¹ Corte de Apelaciones de Santiago, Ingreso Contencioso Administrativo Nº 35-2020.

¹² Sin considerar los actores que participaron de forma conjunta a través de la creación de consorcios. Entre 2016 y 2019, participaron 29 consorcios.

competidores en nuevas obras de transmisión, concitando el interés incluso de entidades foráneas”¹³.

Los costos de conexión correspondientes a Obras Adicionales fueron determinados en UF 3.700 + IVA, en el Acuerdo Marco de 2014, mismo que se ratificó en su Modificación de 2019 y en el Contrato de Conexión del PMGD Bullileo. Este fue el valor que, finalmente, acordaron las partes tras traspasar la responsabilidad por la ejecución de la Línea de 23 KV al PMGD Bullileo, que había señalado contar con un presupuesto más barato.

4.2. Mercado de generación y comercialización de energía y potencia a clientes libres en el SEN.

Como vimos, las demandadas participan en el segmento de la generación por medio de Tecnoed y, además, Tecnoed y Chilquinta comercializan energía y potencia a clientes libres (Luzparral no). Por lo tanto, el único mercado en el que potencialmente podría producirse alguna conducta exclusoria, sería el mercado de la generación y comercialización de energía y potencia a clientes libres en el que compiten las partes, directamente o por medio de personas relacionadas.

Desde luego y, en principio, el mercado de comercialización de energía a clientes libres no necesariamente es un mercado distinto del mercado de comercialización de energía a clientes regulados. No obstante, y dado que ninguna de las partes participa -directa o indirectamente- en la generación para comercialización de energía para clientes regulados, nos concentraremos en el mercado de generación y comercialización de energía a clientes libres, sin perjuicio de que la definición de un mercado de clientes libres separado del de clientes regulados puede quedar abierta, tal como ha sostenido la FNE en ocasiones anteriores¹⁴.

Dentro del segmento de generación y comercialización de energía a clientes libres, la FNE ha propuesto que es posible segmentar de acuerdo con su ubicación, ya sea dentro o fuera de zonas de concesión de las distribuidoras: *“... los clientes libres ubicados fuera de las zonas de concesión son clientes que usualmente cuentan con un mayor nivel de consumo y corresponden, en su gran mayoría, a empresas dedicadas a minería y celulosa. Por otra parte, los clientes libres ubicados dentro de una zona de concesión son generalmente clientes que, por su nivel de consumo, presentarían menor poder de negociación”¹⁵.*

No obstante, esta segmentación no nos parece atingente desde que cualquier generadora y distribuidora (actualmente solo por medio de empresas separadas) puede comercializar energía y potencia a clientes libres que formen parte del mismo sistema interconectado, independientemente de que tales clientes se conecten a dicho sistema por redes de transmisión o de distribución (propias o de terceros). Por lo demás, las conclusiones no variarían si se utilizara una definición de mercado más estrecha, pues

¹³ Informe F219-2019 sobre “Adquisición de control en Eletrans S.A. y otros por parte de Chilquinta Energía S.A., y adquisición de control en Chilquinta S.A. por parte de State Grid International Development Limited”, párrafo 74.

¹⁴ Informe de Aprobación FNE, Adquisición de control por parte de State Grid International Development Limited en NII Agencia en Compañía General de Electricidad S.A. y otros, Rol F255-2020, párrafo 55, página 15.

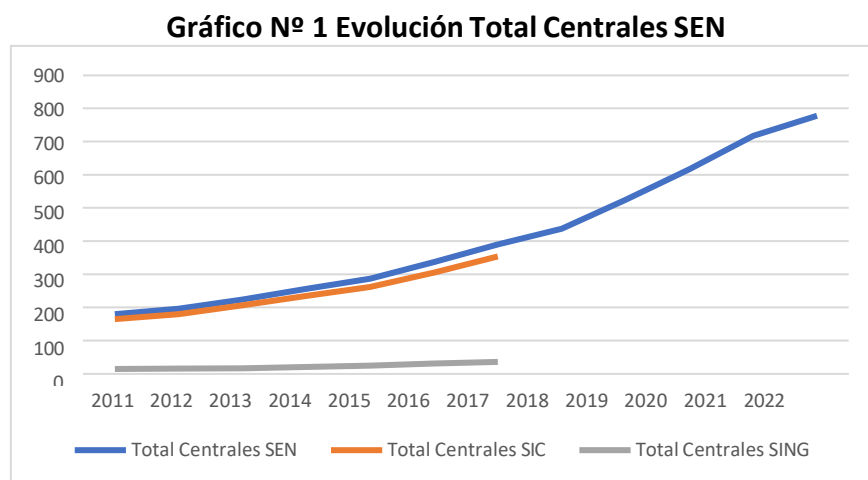
¹⁵ FNE, op. cit., párrafo 58, página 16.

en caso alguno las demandadas tendrían o podrían alcanzar algún poder en dicho mercado sin perjuicio de que, nuevamente, la definición de mercado puede quedar abierta.

En cuanto al mercado relevante geográfico, este corresponde al sistema al que se conecten las generadoras; en este caso, el SEN. Tal como señala la FNE, *“desde la perspectiva de la demanda, las centrales generadoras y los clientes libres se pueden conectar en el SEN a través de líneas nacionales, zonales o dedicadas en las mismas condiciones de acceso abierto no discriminatorio limitado sólo por la capacidad técnica de la línea”*¹⁶.

Así, el mercado relevante corresponde a la comercialización de energía y potencia a clientes libres en el SEN. En dicho mercado, participan como oferentes las empresas generadoras (incluidos los PMGDs) y algunas empresas distribuidoras que compran energía y potencia a las generadoras para revenderla a los clientes libres.

El segmento de generación muestra un creciente número de centrales generadoras en operación, que pasan de ser aproximadamente 180 en 2011, a 778 en 2021, tal como muestra el siguiente gráfico:



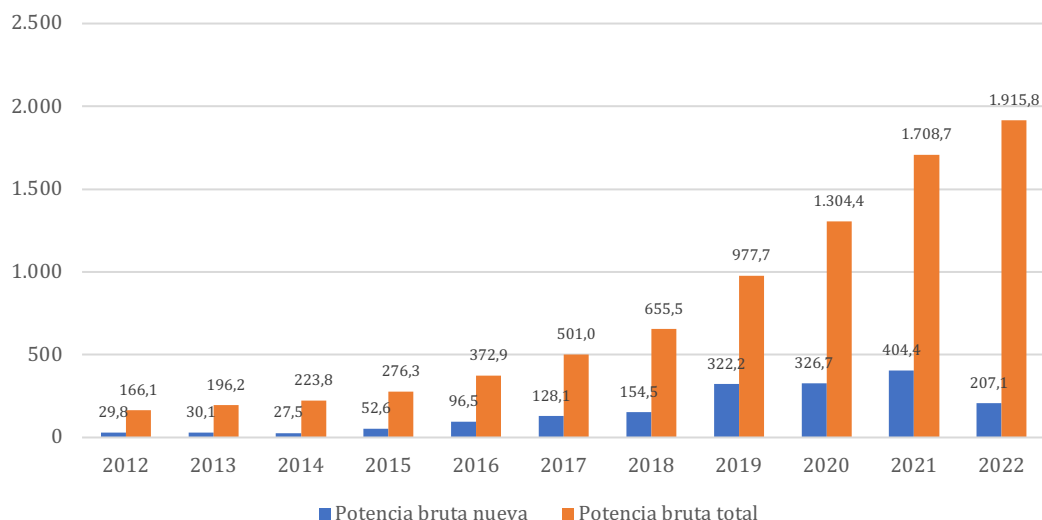
Fuente: elaboración propia según información de la CNE.

Adicionalmente, de acuerdo con las resoluciones exentas publicadas por la CNE *“Actualiza y comunica obras en construcción”* se pudo contabilizar, a septiembre del año 2021, un total de 415 proyectos de generación en construcción que, en conjunto, alcanzan una capacidad instalada de generación eléctrica de 5.154 MW, los cuales tienen una fecha de ingreso durante el periodo comprendido entre los años 2020 y 2025. De ellos, 2268 MW (378 proyectos) corresponden a PMGDs eólicos, fotovoltaicos e hidro-pasada.

Con respecto a los PMGDs, el gráfico siguiente muestra la potencia bruta que aportaron anualmente los PMGDs, así como el total de potencia acumulada en dicho año.

¹⁶ FNE, op. cit., párrafo 65, página 18.

Gráfico N° 2
Potencia bruta (MW) de PMGD en SEN, total y nuevos, periodo 2012-2022



Fuente: elaboración propia según información de la CNE.

Así, y aunque la participación porcentual de los PMGDs dentro del total de capacidad instalada en el SEN ha aumentado exponencialmente entre los años 2011 a 2022, esta sigue siendo relativamente pequeña, tal como se ilustra en la Tabla N° 1 siguiente.

Tabla N° 1
Participación de los PMGDs sobre capacidad instalada en SEN, periodo 2011- 2022

Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
PMGD	0,9%	1,0%	1,1%	1,2%	1,4%	1,8%	2,3%	2,8%	4,0%	5,1%	6,1%	6,3%
Resto	99,1%	99,0%	98,9%	98,8%	98,6%	98,2%	97,7%	97,2%	96,0%	94,9%	93,9%	93,7%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: elaboración propia según información de la CNE.

Por su parte, y en cuanto a la participación de las partes dentro del total de la capacidad instalada en el mercado relevante, la Tabla N° 2 siguiente, muestra su evolución.

Tabla N° 2
Participación de las partes sobre capacidad instalada en el mercado relevante, periodo 2011-2022

Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Alba S.A. y Río Alto S.A. como % del total anual	0,00%	0,00%	0,00%	0,20%	0,19%	0,17%	0,46%	0,44%	0,42%	0,39%	0,36%	0,33%
Tecnored como % del total anual	0,16%	0,15%	0,15%	0,14%	0,13%	0,12%	0,11%	0,11%	0,10%	0,10%	0,09%	0,08%

Fuente: elaboración propia según información de la CNE.

De esta manera, es posible observar que las demandadas tienen una participación marginal en la oferta de potencia, al igual que las demandantes. De hecho, ninguna de las

partes supera el 0,5% de participación en algún periodo.

En cuanto a generación bruta, solo a partir de 2016 los PMGDs comienzan a participar de la generación bruta en el SIC (en adelante SEN), con participaciones marginales del 0,004% en 2016, 0,013% en 2017, 0,015% en 2018, 0,026% en 2019, 0,057% en 2020, hasta llegar al 1,34% en 2021.

Por su parte, la generación bruta de las empresas relacionadas a las demandantes fue de apenas un 0,26% del total en 2021, y la de las demandadas del 0,002%.

En lo que respecta a la comercialización de energía y potencia a clientes libres, y tal como señalamos, también participan las empresas distribuidoras, que compran de las generadoras para revender. Es decir, en el mercado de la comercialización de energía y potencia a clientes libres participan, además de las empresas generadoras, algunas empresas distribuidoras.

Como anticipamos, Luzparral no suministra a clientes libres, de modo que por el lado de las demandadas, solo Chilquinta y Tecnoled participaban en este mercado a la fecha de los hechos denunciados.

La Tabla N° 3 siguiente muestra la energía suministrada a clientes libres por “empresa suministradora”, así como la proporción que representan dentro del total de energía suministrada. Lo anterior, considerando tanto a clientes libres conectados a sistemas de transmisión (L) como a clientes libres conectados a sistemas de distribución (LD) para el año 2019. Ese es el único año para el cual está disponible el campo “empresa suministradora” y que estaría comprendido -al menos parcialmente- en el período durante el cual se habrían desarrollado las conductas acusadas por las demandantes.

Tabla N° 3
Energía suministrada a clientes en SEN (MWh), por empresa suministradora, 2019

Empresa Suministradora	Energía 2019 (MWh)	% de MWh totales	Total Clientes
COLBÚN S.A.	6.519.503	15,44%	256
AES GENER S.A.	5.007.079	11,86%	144
ENEL GENERACIÓN CHILE S.A.	4.419.459	10,47%	425
ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.	4.015.817	9,51%	85
ENEL DISTRIBUCIÓN CHILE S.A.	3.193.929	7,56%	441
EMPRESA ELÉCTRICA ANGAMOS S.A.	3.140.929	7,44%	2
TAMAKAYA ENERGÍA SPA	2.804.462	6,64%	2
GUACOLDA ENERGÍA S.A.	2.127.552	5,04%	41
EMPRESA ELECTRICA COCHRANE SPA	1.775.844	4,21%	5
INVERSIONES HORNITOS S.A.	1.293.374	3,06%	1
CENTRAL TERMOELÉCTRICA ANDINA S.A.	1.002.856	2,38%	1
GASATACAMA CHILE S.A.	845.817	2,00%	5
CHILQUINTA ENERGÍA S.A. + TECNORED	635.976	1,51%	76
ACCIONA ENERGÍA CHILE HOLDINGS S.A.	462.793	1,10%	9
ARAUCO BIOENERGÍA S.A.	459.954	1,09%	4
CGE DISTRIBUCIÓN S.A.	443.630	1,05%	99
ALBA S.A.	6.714	0,02%	2
OTROS	4.065.113	9,63%	466
TOTAL	42.220.802	100,00%	2.064

Fuente: Elaboración propia, basado en información disponible en <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/transferencias-economicas/ventas-mensuales/>

Notas: i) solo considera observaciones con ventas de energía mayores a 0; ii) el número de clientes puede estar subestimado para algunas empresas suministradoras, ya que algunos clientes no están identificados en la base de datos. En cualquier caso, los clientes de las partes no están subestimados, ya que todos están identificados en la base de datos.

Se observa que la participación de las demandadas (Chilquinta + Tecnored) es del 1,51% para el año 2019, con 76 clientes, y la de las demandantes (Alba S.A.) es del 0,02%, con 2 clientes.

Por su parte, la Tabla N° 4 siguiente muestra la potencia contratada por clientes libres a cada empresa (generadora o distribuidora), para el año 2019, así como la proporción que representan dentro del total de potencia contratada.

Tabla Nº 4
Potencia contratada de las partes a las demandantes y relacionadas, año 2019

Empresa	Potencia Hora Punta 2019 (MWh)	Potencia Hora Punta 2019 (% del total)	Número de clientes
Enel	2.552,76	23,2%	788
Aes Gener S.A.	1.576,55	14,3%	143
Colbún S.A.	1.538,90	14,0%	274
Engie Energía Chile S.A.	928,59	8,4%	134
Guacolda Energía S.A.	658,83	6,0%	44
Tamakaya Energía SpA	574,00	5,2%	3
Empresa Eléctrica Angamos S.A.	510,00	4,6%	3
Empresa Eléctrica Cochrane SpA	483,00	4,4%	3
Chilquinta	238,40	2,2%	80
Pacific Hydro Chile S.A.	228,00	2,1%	7
Compañía General de Electricidad S.A.	208,01	1,9%	8
Inversiones Hornitos S.A.	186,00	1,7%	1
Central Termoeléctrica Andina S.A.	150,00	1,4%	1
Alba S.A.	-	0,0%	1
Otros actores	1.162,78	10,6%	525
TOTAL	10.996,82	100,0%	2.015

Fuente: elaboración propia según información de Coordinador Eléctrico.

Notas: i) No es posible separar generadoras del SEN; tabla incluye a todas las generadoras reportadas; ii) Enel incluye a Enel Generación, Enel Green Power del Sur SpA y Enel Distribución Chile S.A.; iii) Chilquinta incluye a Tecnoled y Chilquinta Energía S.A.; iv) Río Alto no registra contratos.

Todo lo anterior permite concluir que el mercado de la generación y comercialización de energía y potencia a clientes libres presenta una creciente oferta, diversificación de fuentes energéticas, inversión en nuevos proyectos, participación de ERNC y competitividad.

También se concluye que una eventual exclusión del PMGD Bullileo, o incluso de todos los PMGDs del mercado, no podría atraer ningún beneficio a las demandadas, ya que dicha exclusión no les permitiría alcanzar poder en dicho mercado.

Luego, y no existiendo capacidad alguna de las demandadas -o de sus empresas relacionadas - de alcanzar algún poder en el mercado relevante, es nítido que tampoco puede haber algún incentivo para excluir a las demandantes, al PMGD Bullileo ni a ningún otro PMGD del mercado de la generación.

5. No existen disminuciones de ingresos derivados de la exclusión de PMGDs en mercados conexos de distribución o transmisión

Adicionalmente, las demandantes aseveran que las demandadas enfrentarían

disminuciones de ingresos en los mercados de distribución y de transmisión, producto de la conexión y operación de los PMGDs o beneficios derivados de su exclusión. Lo anterior, específicamente en el segmento de distribución, es complementado por el informe titulado *“Un análisis económico del ejercicio de poder de mercado de Luzparral y Chilquinta Energía al negociar la conexión del PMGD Bullileo”*, Galetovic A. (Q.E.PD.), Sanhueza R. Y Sciaccaluga L., de 1 de diciembre de 2022, en adelante, el Informe.

En ambos documentos (demanda e Informe) se pretende desprender de esos supuestos perjuicios económicos derivados de la conexión u operación de PMGDs, que las distribuidoras tendrían incentivos para “excluir” a los PMGDs del mercado.

Antes de analizar esos supuestos perjuicios económicos que para las distribuidoras tendría la conexión de los PMGDs en general, o del PMGD Bullileo en particular, es menester aclarar:

Primero, que como dijimos anteriormente, los costos de conexión que debe pagar el PMGD se calculan como la diferencia entre el valor presente de las inversiones de la distribuidora con y sin PMGD por toda la vida útil del PMGD, de modo tal que la regulación hace indiferente para la distribuidora (y para sus clientes) la conexión de los PMGDs.

Segundo, que incluso si producto de la conexión u operación de PMGDs las distribuidoras soportaran algún perjuicio económico o la regulación omitiera neutralizar alguno adecuadamente y, por dicha razón, una distribuidora negara o dificultara la conexión de un PMGD, no podría desprenderse de ello la existencia de una conducta anticompetitiva de tipo exclusorio. Por el contrario, si hiciéramos una analogía entre el incumplimiento del deber de conectar a los PMGDs que pesa sobre las distribuidoras, con una conducta exclusoria de “negativa de venta” o “negativa a contratar”, resultaría que -incluso reuniéndose los demás requisitos de dicha conducta- los perjuicios económicos que soporten las distribuidoras serían constitutivos de una justificación objetiva para negar la conexión de PMGDs. Esa justificación determinaría la licitud de dicha conducta a la luz de las normas de libre competencia; y no lo contrario.

En efecto, exclusivamente sobre la base del derecho de la competencia, la empresa que niega la provisión o el suministro de una facilidad esencial a sus competidores puede justificar esa negativa, precisamente, basada en el perjuicio económico que para sus legítimos intereses represente dicho acceso.

Lo anterior refuerza lo improcedente de analizar estos supuestos perjuicios económicos como ilustrativos de un incentivo a excluir anticompetitivamente desde la óptica de la libre competencia pues, como sabemos, existe un deber regulatorio de conexión y cualquier perjuicio para las distribuidoras derivado de la conexión u operación de los PMGDs que no sea neutralizado por dicha regulación, ameritaría una reforma legal o reglamentaria, más no una sanción por infracción a la libre competencia.

A continuación se analizan los supuestos beneficios económicos que según la demanda

o el informe acompañado por éstas¹⁷ las distribuidoras obtendrían producto de la exclusión de PMGDs en general, o que las demandadas obtendrían producto de la conexión u operación del PMGD Bullileo en particular.

5.1. Supuesta menor recaudación de peajes de distribución

Según las demandantes, a Luzparral no le convendría conectar a los PMGDs a su red porque estos no pagarían peajes de distribución. Ello no es así.

Hasta el 7 de octubre de 2020, el inciso final del artículo 43 del DS 244, señalaba que Artículo 43º “[...]”

Los PMGD que hagan uso de las instalaciones de un concesionario de servicio público de distribución para dar suministro a usuarios no sometidos a regulación de precios ubicados dentro de la zona de concesión del concesionario, deberán pagar un peaje de distribución determinado de acuerdo a lo establecido en el Artículo 115 de la Ley”.

En ese entonces, el artículo 115 de la LGSE, se refería a los peajes de distribución y señalaba que:

“Los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad estarán obligados a prestar el servicio de transporte, permitiendo el acceso a sus instalaciones de distribución, tales como líneas aéreas o subterráneas, subestaciones y obras anexas, para que terceros den suministro a usuarios no sometidos a regulación de precios ubicados dentro de su zona de concesión.

Quienes transporten electricidad y hagan uso de estas instalaciones conforme al inciso anterior estarán obligados a pagar al concesionario un peaje igual al valor agregado de distribución vigente en la zona en que se encuentra el usuario, dentro de la respectiva área típica, ajustado de modo tal que si los clientes no regulados adquirieran su potencia y energía a los precios de nudo considerados para establecer la tarifa de los clientes sometidos a regulación de precios de la concesionaria de servicio público de distribución en la zona correspondiente, el precio final resultará igual al que pagarían si se les aplicara las tarifas fijadas a la referida concesionaria en dicha zona.

[...]”

Es decir, la normativa no hacía ninguna diferencia entre los PMGDs y otras empresas que suministraran energía a clientes libres situados en la zona de concesión de una empresa distribuidora. Ambos pagaban peaje y el mismo peaje de distribución. Pero más importante aún, el peaje se calculaba de modo tal que para la empresa distribuidora era indiferente si esos clientes libres eran suministrados por ella o por un tercero.

En la normativa vigente a partir del 8 de octubre de 2020, se mantienen tales conclusiones, pues, en distintos artículos y con distintas palabras, el texto del actual

¹⁷ Informe “Un análisis económico del ejercicio de poder de mercado de Luzparral y Chilquinta Energía al negociar la conexión del PMGD Bullileo”, Galetovic A. (Q.E.PD.), Sanhueza R. Y Sciaccaluga L., de 1 de diciembre de 2022.

artículo 30 del DS 88 señala:

“Artículo 30º: Los Medios de generación de pequeña escala que hagan uso de las instalaciones de una Empresa Distribuidora para dar suministro a usuarios no sometidos a regulación de precios ubicados dentro de la zona de concesión de una Empresa Distribuidora, deberán pagar un peaje de distribución determinado de acuerdo a lo establecido en el artículo 120º de la Ley.

Las inyecciones de energía y potencia que no estén destinadas a dar suministro a usuarios no sometidos a regulación de precios ubicados en zonas de concesión de Empresas Distribuidoras no estarán sujetas al pago señalado en el inciso anterior”.

Por su parte, el artículo 120 de la LGSE actualmente vigente, señala:

Artículo 120º.- Peajes de Distribución. Los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad estarán obligados a prestar el servicio de transporte, permitiendo el acceso a sus instalaciones de distribución, tales como líneas aéreas o subterráneas, subestaciones y obras anexas, en las condiciones técnicas y de seguridad que se establezcan, para que terceros den suministro a usuarios no sometidos a regulación de precios ubicados dentro de su zona de concesión.

Quienes transporten electricidad y hagan uso de estas instalaciones conforme al inciso anterior estarán obligados a pagar al concesionario un peaje igual al valor agregado de distribución vigente en la zona en que se encuentra el usuario, dentro de la respectiva área típica, ajustado de modo tal que si los clientes no regulados adquirieran su potencia y energía a los precios de nudo considerados para establecer la tarifa de los clientes sometidos a regulación de precios de la concesionaria de servicio público de distribución en la zona correspondiente, el precio final resultará igual al que pagarían si se les aplicara las tarifas fijadas a la referida concesionaria en dicha zona.

[...].”

El inciso segundo del artículo 30 del DS 88 solamente aclaró que los PMGDs no pagan peajes de distribución tratándose de clientes regulados. Pero resulta que tratándose de clientes regulados, la generación nunca ha pagado peaje de distribución. En el caso de los clientes regulados, la empresa distribuidora sólo recibe la tarifa regulada y, específicamente, es remunerada por medio de su componente VAD, ya que los demás componentes de la tarifa regulada simplemente son traspasados por la distribuidora desde los segmentos de generación y transporte.

Así, la reglamentación de los PMGDs, en sus distintas versiones, únicamente consagra para los PMGDs las mismas reglas en materia de peajes de distribución que se aplican a todas las generadoras, ya que en el caso de clientes regulados, la generación nunca paga peajes de distribución; independientemente de su tamaño, son los clientes los que financian la red en su cuenta. Por su parte, tratándose de clientes libres situados dentro de la zona de concesión de la distribuidora, los PMGDs deben pagar un peaje de distribución, al igual que cualquier generadora.

Adicionalmente, tampoco es cierto que las conductas acusadas tengan alguna incidencia

en el mercado de servicio público de transporte que las empresas distribuidoras deben prestar a las empresas generadoras que suministran a clientes libres situados dentro de su zona de concesión, pues desde la perspectiva de la recaudación de peajes de distribución es totalmente indiferente para la distribuidora quien sea la empresa que suministre al cliente libre. Es decir, y como señalamos anteriormente, para la empresa distribuidora es indiferente si el cliente libre situado dentro de su zona de concesión es suministrado por ella o por terceros.

En suma, no existe en materia de peajes de distribución algún motivo para rechazar la conexión de un PMDG por parte de una distribuidora.

5.2. Supuesta menor recaudación de peajes de transmisión

En relación con los peajes de transmisión, tampoco existe algún potencial incentivo para excluir a los PMGDs, incluso, bajo el supuesto extremo de que Chilquinta y Luzparral actuaran en beneficio de empresas relacionadas en el segmento de transmisión. El DS 244 otorgaba a los MGNC¹⁸ una exención del pago total o de una porción de los peajes por el uso de las instalaciones de transmisión troncal. No obstante, ello en nada afectaba a la empresa de transmisión ya que según el artículo 69 del mismo DS 244, el monto correspondiente a la suma de la exención de peajes de todos los MGNC, era pagado por las demás empresas generadoras, a prorrata de sus inyecciones al sistema.

Actualmente, y desde la entrada en vigor de la Ley 20.936, el peaje o cargo por el uso del sistema troncal es íntegramente pagado por los clientes finales, libres y regulados, a través del cargo único a que se refiere el artículo 115° de la LGSE.

Así, bajo la legislación anterior y bajo la actual, las empresas de transmisión son íntegramente remuneradas, independientemente de si la generación proviene de ERNC, o no. Luego, la supuesta exención de peajes de transmisión, no es una razón para pensar que las demandadas pudieran obtener algún beneficio derivado de la exclusión.

5.3. Supuestos menores ingresos derivados del adelantamiento de inversiones en la red de distribución

Las demandantes señalan que *“la entrada de un PMGD puede determinar posibles adelantos de inversiones en la red, que debe financiar el titular del PMGD y que, al no ser ellas efectuadas por la distribuidora, no deben considerarse como parte del VNR sobre cuya base la distribuidora obtiene el cálculo de su tarifa de Valor Agregado de Distribución (“VAD”) y, finalmente, la rentabilidad de su negocio en distribución”*.

En esta misma línea, sus informantes señalan que la conexión del PMGD Bullileo reducía la futura base de activos tarifarios y el VAD, porque Luzparral habría tenido previsto construir la línea de 23Kv como parte de su red de distribución (sección 4.3 del Informe).

La aseveración de las demandantes supone comparar un escenario incierto de

¹⁸ Medios de generación renovables no convencionales e instalaciones de cogeneración eficiente cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema sean inferiores a 20.000 kilowatts, en adelante medios de generación no convencionales o “MGNC”.

incremento de demanda, de inversiones y de rentabilidad de la empresa distribuidora, con otro cierto en el que, producto de los requerimientos de conexión del PMGD, dicha inversión es financiada por este último.

Desde luego, si existiese certeza del aumento de demanda a 30 años, de las inversiones que esa demanda requerirá, de la rentabilidad que la empresa distribuidora obtendrá a partir de ello en comparación con su verdadero costo de capital, la aseveración podría ser cierta. No obstante, no existe certeza de nada de lo anterior y, por el contrario, sería preferible que dicha inversión la realice el PMGD en todos los casos en los que esa inversión nunca sería realizada por la empresa distribuidora, sea porque no aumentó la demanda, porque no aumentó en la zona en la que se realizó la inversión, o por último porque la tasa de rentabilidad permitida a la distribuidora resultó ser menor que su costo alternativo¹⁹.

5.4. Supuestos efectos en el VAD derivados de pérdidas de energía

Las demandantes hacen referencia a una figura contenida en el Informe “Análisis Costo/Beneficio de los Pequeños Medios de Generación Distribuida”, desarrollado en 2019 por ACERA A.G. y el Centro de Energía Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas Universidad de Chile, señalando que, *“a la luz de este tipo de comportamiento del VAD en presencia de uno o más PMGDs, el comportamiento anticompetitivo de las demandadas podría tener racionalidad económica si es que una finalidad adicional de sus conductas ha sido preservar una mayor rentabilidad económica de sus tarifas VAD [...], es decir, preservar derechamente la obtención de sobrerentas en sus tarifas VAD”*.

La figura contenida en ese informe, proviene de una tesis de postgrado del año 2011, desarrollada por Christine Lozano sobre *“Planificación de alimentadores de distribución de media tensión en función de la penetración de generación distribuida en baja tensión”*²⁰, que desarrolla un modelo matemático para incluir la operación de los PMGD en el cálculo del VAD. La figura muestra el efecto que tendría la penetración de PMGDs en los costos de un alimentador de distribución, señalando textualmente que, *“debido a la relevancia que tienen los costos de las pérdidas energéticas en los costos de distribución, se supondrá que éstos se relacionan de forma similar con la penetración de PMGD. Además se analiza la validez de considerar que con bajas penetraciones la operación de los PMGD puede implicar costos adicionales mayores a los ahorros por implicar inversiones que para mayores penetraciones se supondrán ya realizadas. Luego, de los resultados que se obtengan de las [sic] diversos escenarios que serán estudiados, se espera obtener una tendencia de puntos como en la Figura 2 para poder plantear una ecuación que represente la curva en rojo de esta figura”*. Es decir, la tesis sólo supone que las inversiones en la red no son inversiones modulares y que permiten conectar varios PMGDs. Nada dice la figura aludida respecto de los incentivos de las empresas distribuidoras para no conectar PMGDs.

Así, no se entiende qué racionalidad económica podría tener para una empresa

¹⁹ A partir del cuadrienio 2020-2024, se rebajó la rentabilidad de las empresas distribuidoras desde el 10% antes de impuestos, a una tasa de mercado que determinada por la autoridad con un piso de 6% y un techo de 8% después de impuestos.

²⁰ Disponible en <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/102660>.

distribuidora excluir a un PMGD en caso de que su operación produzca costos por pérdidas de energía, en especial, considerando que esos costos son soportados por el PMGD.

De hecho, los costos de las pérdidas de energía en el alimentador Bullileo de Luzparral fueron calculados e incluidos en el ICC del PMGD Bullileo como costos de operación que debían ser soportados por dicho PMGD, por lo que simplemente no pudo haber existido algún incentivo para excluir derivado de las pérdidas de energía.

5.5. Supuestos menores ingresos por menores compras de potencia

También se señala en la página 52 de la demanda, que *“el PMGD Bullileo representa un actor en posición de disputar a Luzparral parte de las ventas de potencia a sus clientes regulados, debido a que las distribuidoras obtienen sus ingresos de acuerdo con las magnitudes de venta de energía eléctrica y potencia (“modelo volumétrico”)”, y añaden en la página 60 que “en la venta de potencia, el PMGD Bullileo compite al menos parcialmente con Luzparral, en el sentido que su inyección de potencia de punta resta requerimientos de compra de potencia de parte de Luzparral”*. Luego, en la página 65 reitera *“En definitiva, en particular durante la temporada invierno y primavera, las inyecciones del PMGD Bullileo estaban destinadas naturalmente a abastecer los retiros de energía eléctrica y potencia de los clientes finales de Luzparral durante la franja de horas de punta, tanto del segmento de generación, como del segmento de distribución, con un evidente ahorro en menores compras de potencia para Luzparral”*.

Al respecto, y según señalamos anteriormente, las empresas distribuidoras son remuneradas por las inversiones que realizan en la red de distribución por medio del VAD, que es uno de los componentes de la tarifa regulada. En cuanto a los costos por compra de energía y de potencia de punta, la tarifa regulada únicamente traspasa a los clientes regulados los respectivos costos.

Lo que conviene a la empresa distribuidora es que aumente la demanda. Así, simplemente no se entiende cómo a la empresa distribuidora podría convenirle comprar más potencia, a menos que ello suponga más demanda de energía.

Tampoco se entiende cómo Luzparral podría competir con el PMGD Bullileo *en las ventas de potencia a sus clientes regulados*, ya que las empresas distribuidoras no enfrentan competencia respecto de sus clientes regulados.

Finalmente, tampoco se entiende cómo podría perjudicar a Luzparral el hecho de que los excedentes del PMGD Bullileo puedan abastecer “físicamente” los requerimientos de potencia de los clientes de Luzparral, ya que, como vimos, los requerimientos de energía y potencia de las empresas distribuidoras se satisfacen por medio de contratos celebrados tras procesos de licitación pública, y a Luzparral -o a cualquier otro cliente- es indiferente qué generadora sea la que inyecte en cada momento. El balance de inyecciones y retiros de las generadoras, determina pagos entre generadoras, pero es indiferente para los clientes y para las distribuidoras.

5.6. El PMGD Bullileo no generaba costos operativos en la red de Luzparral que ésta haya debido soportar.

En el punto 4.2 del Informe, se señala que conectar un PMGD genera costos operativos no reconocidos en el VAD de la distribuidora, derivados del hecho de que las distribuidoras, para mantener la calidad de servicio, deben estar atentas a las condiciones de operación de los PMGDs y coordinar con éstos las mantenciones.

Al respecto, se reitera que los costos de conexión no se consideran en el VAD porque los asume el PMGD, de modo que no tendrían por qué ser reconocidos en el VAD.

Además, se recuerda que el procedimiento reglado de conexión de PMGDs está precisamente orientado a garantizar que la conexión y operación de los PMGDs no perturbe la red de la distribuidora ni pueda repercutir en su calidad de servicio, ni tampoco en sus tarifas. En dicho procedimiento se emite un ICC, precisamente para *“dar cumplimiento a las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes y permitir la conexión y operación del PMGD o la modificación de las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación de uno ya existente, conforme a lo dispuesto en el presente reglamento [...]”*

El PMGD Bullileo no causaba perturbación a la red de Luzparral, tal como consta en el punto 3 del ICC del PMGD Bullileo, que analiza y no formula observaciones a los estudios de impacto de dicho PMGD en la red de distribución.

5.7. Los beneficios que suponga la operación de un PMGD para una distribuidora, sea por ahorros debidos a menores pérdidas de energía y potencia, mayores eficiencias operativas o menor dimensionamiento de infraestructura), son un incentivo a conectar PMGDs.

En el punto 4.4. los informantes señalan, en general, que los PMGDs podrían reducir el VAD que se determine en futuros procesos tarifarios de las empresas distribuidoras a las que se conectan, en la medida que la regulación de la empresa modelo empiece a considerar los beneficios que tiene para las empresas distribuidoras la operación de los PMGDs (ahorros debidos a menores pérdidas de energía y potencia, mayores eficiencias operativas o menor dimensionamiento de infraestructura).

Al respecto, incluso si hubieran beneficios derivados de la conexión de un PMGDs que redundaran en un nivel requerido de inversiones menor que el considerado en el más reciente proceso tarifario, ello incrementaría la rentabilidad de la empresa distribuidora y sería un incentivo a conectar PMGDs.

En relación con la consideración de esos beneficios en futuros procesos tarifarios, simplemente no existe ninguna evidencia de que los supuestos beneficios asociados a la conexión de PMGDs puedan llegar a ser considerados en futuros procesos tarifarios, tal como se explicó en la sección 5.3.

5.8. Las empresas distribuidoras no son remuneradas con la tarifa regulada, sino con el VAD.

En el punto 4.5, el Informe añade que, en particular, se determinó que el PMGD Bullileo generaría ahorros a Luzparral por concepto de compras de potencia que podrían reducir las tarifas que deben pagar sus clientes regulados.

Al respecto, se recuerda que las empresas distribuidoras son remuneradas por las inversiones que realizan en la red de distribución por medio del VAD, que es uno de los componentes de la tarifa regulada. En cuanto a los costos por compra de energía y de potencia, la tarifa regulada únicamente traspasa a los clientes regulados los respectivos costos.

Es decir, la empresas distribuidora no tiene incentivos para pagar más por potencia o por energía.

En resumen, es posible descartar que existan disminuciones de ingresos producto de la conexión de los PMGDs o beneficios derivados de su exclusión, sea para las empresas distribuidoras o para las empresas de transmisión. Por lo mismo, la supuesta infracción exclusoria tampoco tiene ningún beneficio para las demandadas en dichos segmentos.

6. No hay daño a la competencia

Aunque, como vimos, no existirían incentivos por parte de Chilquinta o Luzparral para excluir al PMGD Bullileo, ni a cualquier otro PMGD, es preciso aclarar también que la decisión de la SEC que ordenó poner término a la vigencia del ICC del PMGD Bullileo²¹ no implicó la exclusión definitiva de éste del mercado de la generación, sino únicamente la hizo perder su lugar en la fila de los PMGDs interesados en conectarse a la red de Luzparral. Esto último implica que la exclusión acusada no se ha verificado.

Los clientes libres, como vimos, compran la energía en un mercado crecientemente competitivo en el que participan tanto generadoras como PMGDs y, respecto de clientes libres situados dentro de la zona de concesión de una distribuidora, también compiten empresas distribuidoras. En dicho mercado, las demandantes y las demandadas tienen participaciones muy pequeñas y no son capaces, con ninguna de sus acciones, de generar aumentos no transitorios en los precios.

Los clientes regulados, como vimos, enfrentan una tarifa regulada que resulta de procesos de licitación también regulados, en los cuales -por las exigencias que involucran- no participan los PMGDs.

Adicionalmente, la supuesta exclusión del PMGD Bullileo no afecta negativamente el ingreso de otros PMGDs y, por el contrario, en este caso, le abrió paso al PMGD Frangel, que pudo continuar su tramitación y que también tiene una capacidad de 9 MW.

²¹ Resoluciones Exentas N°s 32.851 y 33.911 de la SEC, de 3 de julio de 2020 y de 7 de enero de 2021, respectivamente, refrendadas por sentencia firme de la Corte de Apelaciones de Santiago de 11 de mayo de 2022, Ingreso Contencioso Administrativo N° 35-2020.

Como vimos, también existe una notable penetración de ERNC dentro de la matriz energética, que Luzparral o Chilquinta no solo no tienen interés alguno en ralentizar, sino que tampoco tienen la capacidad de hacerlo, incluso si incumplieran con su deber de conectar a todos los PMGDs que se lo soliciten.

Finalmente, y dado que las demandadas no tienen ningún incentivo ni capacidad para excluir al PMGD Bullileo ni a ningún otro PMGD, tampoco es posible que se verifique el efecto de “señalización” al que aluden las demandantes, o que se disuada el ingreso de los PMGDs en general.

Conclusiones

A partir de todo lo expuesto se concluye:

1. No existe, ni puede existir de acuerdo con la regulación sectorial aplicable, un mercado en el que interactúen las empresas distribuidoras y los PMGDs que se conectan a sus redes de distribución. Lo anterior, porque las empresas distribuidoras están obligadas a conectar a los PMGDs que lo soliciten en términos tales que dicha conexión sea económicamente neutra para ellas, de modo que las empresas distribuidoras nada venden a los PMGD y los PMGDs nada compran a las empresas distribuidoras cuando compensan los costos de su conexión.
2. Por lo mismo, la acusación de las demandantes consistente en que las demandadas habrían exigido costos de conexión excesivos o desproporcionados al PMGD Bullileo, supone una infracción administrativa específica a la regulación sectorial, que se habría materializado en un procedimiento reglado que cuenta con su propio y especial procedimiento de reclamación. Por lo mismo, las divergencias entre las partes referidas a los costos de conexión no son de competencia del H. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia.
3. En todo caso, tal como fue resuelto por la SEC y por la Iltma. Corte de Apelaciones de Santiago²², la Línea de 23 KV es una línea particular y no puede ser considerada una obra adicional que deba realizarse en la red de distribución y que sólo pueda llevar a cabo la empresa distribuidora. Por lo mismo, Luzparral, Chilquinta o Tecnoled nunca tuvieron algún monopolio para su construcción, existiendo numerosas empresas capaces de desarrollar la ingeniería y construcción de líneas de transmisión.
4. En relación con las conductas exclusorias acusadas, el único mercado relevante posible es el mercado de la generación y comercialización de energía y potencia a clientes libres, delimitado geográficamente por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), en el que compiten las partes, directamente o por medio de personas relacionadas. No obstante, dicho mercado es crecientemente competitivo y las demandadas no tienen ni pueden alcanzar poder de mercado en el mismo, incluso si incumplieran con su obligación de conectar a todos los PMGDs que lo soliciten.
5. Tampoco existen disminuciones de ingresos para las empresas distribuidoras o

²² Corte de Apelaciones de Santiago, Ingreso Contencioso Administrativo N° 35-2020.

para las empresas del segmento de transmisión derivados de la conexión u operación de los PMGDs. En la sección 5, se descartaron los supuestos beneficios derivados de la exclusión de PMGDs aducidos por las demandantes y tampoco se vislumbran otros.

6. Por lo anterior, Chilquinta o Luzparral no tienen incentivos para excluir al PMGD Bullileo, ni a ningún otro PMGD. Tampoco tienen la capacidad de excluir a los PMGDs en general que, como vimos, han crecido exponencialmente, aunque sigan representando una proporción menor de la oferta de energía y potencia en el SEN.

7. El único efecto de la orden de la SEC de dar por terminada la vigencia del ICC del PMGD Bullileo, fue que dicho PMGD perdió su lugar en la fila, permitiendo avanzar en su tramitación a otros PMGDs que estaban esperando.

8. Pero incluso suponiendo que se hubiera materializado la exclusión definitiva del PMGD Bullileo, esta no sería capaz de producir efectos contrarios a la libre competencia tales como incrementar los precios de la energía que pagan los clientes libres, ralentizar el desarrollo de las ERNC, o disuadir el desarrollo o penetración de los PMGDs.