

Pontificia Universidad Católica del Perú

Facultad de Derecho



**Análisis de una Operación de Concentración Empresarial entre empresas del
Sector Eléctrico Peruano.**

Trabajo de suficiencia profesional para obtener el título de **Abogado**

Autor

Alvaro Augusto Lara Bravo

Revisor

Lucio Andrés Sánchez Povis

Lima, 2021

1. Resumen, palabras clave y abstract

Resumen: El objetivo del presente trabajo es analizar los conceptos relevantes en la operación de concentración empresarial que se llevó a cabo por China Yangtze Power International al adquirir el 100% de las acciones de Sempra Americas Bermuda y el 50% de las acciones de Peruvian Opportunity Company obteniendo con esto el control de Luz del Sur e Inland Energy. Dentro de estos conceptos están, el mercado de distribución para atender a usuarios regulados, el mercado de usuarios libres en el sector eléctrico peruano, las restricciones horizontales, el cierre de clientes, las posibles restricciones a la competencia que se podrían dar en el mercado de usuarios libres y el análisis de las condiciones impuestas a la operación por el INDECOPI.

La metodología utilizada fue la revisión de fuentes bibliográficas, tanto nacionales como extranjeras y la revisión de jurisprudencia nacional relacionada. Las principales conclusiones del presente trabajo son que efectivamente puede darse un cierre de clientes dentro del mercado de compra de energía para satisfacer la demanda de usuarios regulados, pero recién a partir del año 2028. Una segunda conclusión es que, dentro del mercado de usuarios regulados, la operación no altera el número de suministradores por lo que no habría impacto en este mercado. Por último, las condiciones impuestas por el INDECOPI cumplen con el análisis de razonabilidad.

Palabras Clave: Sector Eléctrico Peruano. Mercado de Usuarios Regulados. Mercado de Usuarios Libres. Libre Competencia. Restricciones Verticales. Cierre de Clientes. Análisis de Razonabilidad.

Abstract: The purpose of this paper is to analyze the relevant concepts in the corporate concentration operation carried out by China Yangtze Power International when it acquired 100% of the shares of Sempra Americas Bermuda and 50% of the shares of Peruvian Opportunity Company, thus gaining control of Luz del Sur and Inland Energy. These concepts include the distribution market to serve regulated users, the market of free users in the Peruvian electricity sector, horizontal restrictions, the closing of clients, possible restrictions to competition that could occur in the market of free users, and the analysis of the conditions imposed on the operation by INDECOPI.

The methodology used was the review of bibliographic sources, both national and foreign, and the review of related national jurisprudence. The main conclusions of this work are that there can indeed be a closing of clients within the energy purchase market to satisfy

the demand of regulated users, but only from the year 2028 onwards. A second conclusion is that, within the market of regulated users, the operation does not alter the number of suppliers, so there would be no impact on this market. Finally, the conditions imposed by INDECOPI comply with the reasonableness analysis.



Índice

1. Resumen, palabras clave y abstract.....	1
2. Introducción	3
3. Antecedentes del caso	5
4. Problemas identificados	12
5. Análisis.....	13
5.1. Problema Jurídico Principal 1: Dentro de las posibles restricciones verticales, con respecto al mercado de suministro para atender a usuarios regulados: empresas de generación y distribución ¿Existe realmente la posibilidad de que ocurra un cierre de clientes a partir de que se lleve a cabo la Operación de Concentración?	13
5.1.1. Subproblema subordinado 1: ¿Qué es el mercado de distribución para atender a usuarios regulados en el sector eléctrico peruano?.....	13
5.1.2. Subproblema subordinado 2: ¿Qué son las restricciones verticales?	18
5.1.3. Subproblema subordinado 3: ¿Qué es el cierre de clientes? ¿Existe la posibilidad de que ocurra un cierre de clientes?	22
5.2. Problema Jurídico Principal 2: Dentro de las posibles restricciones horizontales, con respecto al mercado de usuarios libres, precisamente entre distribuidoras y usuarios libres ¿Existe la posibilidad de que se lleven a cabo conductas que restrinjan la competencia a partir de que se lleve a cabo la Operación de Concentración?.....	27
5.2.1. Subproblema subordinado 1: ¿Qué es el mercado de usuarios libres en el sector eléctrico peruano?	27
5.2.2. Subproblema subordinado 2: ¿Cuáles son las posibles conductas que restringirían la competencia en el mercado de usuarios libres suministrado por distribuidoras contemplados en el caso concreto por el INDECOPI?	31
5.3. Problema Jurídico Principal 3: Sobre las medidas para contrarrestar los posibles efectos de la Operación de Concentración. ¿Se cumplieron con los requisitos de idoneidad, necesidad y análisis de proporcionalidad en sentido estricto? O ¿Pudieron adoptarse otras medidas?	37
5.3.1. Subproblema subordinado 1: ¿Cómo se encuentran reguladas las medidas para contrarrestar los posibles efectos de la operación de Concentración?	37
5.3.2. Subproblema subordinado 2: ¿La medida adoptada cumplió con el análisis de razonabilidad?.....	39
6. Conclusión General	43
7. Bibliografía.....	45

2. Introducción

El presente trabajo de suficiencia profesional para optar por el título de abogado analiza la operación de concentración en el sector eléctrico que se llevó a cabo por China Yangtze Power International (Hong Kong) Co. Limited, la cual adquirió el 100% de las acciones de Sempra Americas Bermuda Ltd y el 50% de las acciones de Peruvian Opportunity Company S.A.C. obteniendo así el control de Luz del Sur S.A.A. e Inland Energy S.A.C.

Esta operación fue notificada a la Comisión de Defensa de la Libre Competencia en cumplimiento de lo dispuesto por la Ley N° 26876, Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico y su Reglamento. Para el momento en el que se llevó a cabo la operación de concentración empresarial, ésta era la norma que regulaba dicha materia únicamente para el sector eléctrico.

El debate acerca de los criterios utilizados al analizar las operaciones de concentración empresarial y con esto aprobarla, aprobarla con condiciones o denegarla se encuentra vigente actualmente. La vigencia de este debate se debe principalmente a la publicación de la Ley N° 31112 “Ley que establece el control previo de operaciones de concentración empresarial” y su reglamento. Si bien ambas normas aún no entran en vigencia, establecen un nuevo régimen a aplicar a las operaciones de concentración empresarial en nuestro país, independientemente del sector en el que se desarrolle.

Teniendo en cuenta lo indicado es que el presente trabajo analizará la operación de concentración empresarial, antes descrita, a partir de tres problemas jurídicos principales. El primero de ellos es si es que, dentro de las posibles restricciones verticales, sobre el mercado de suministro a usuarios regulados, es posible que ocurra un cierre de clientes a partir de que se lleve a cabo la operación de concentración empresarial.

El segundo problema a analizar es si es que, dentro de las posibles restricciones horizontales, sobre el mercado de usuarios libres suministrado por distribuidoras, existe la posibilidad de que se lleven a cabo conductas que restrinjan la competencia a partir de que se lleve a cabo la operación de concentración.

En tercer lugar, sobre las medidas para contrarrestar los posibles efectos de la operación de concentración, se analizará si es que se cumplieron con los requisitos de idoneidad, necesidad y análisis de proporcionalidad en sentido estricto. Este análisis servirá para determinar si es que se adoptaron las medidas suficientes y necesarias para mitigar una

posible afectación a la competencia o si es que existían medidas menos gravosas para conseguir dicho fin.

Cada uno de los problemas jurídicos antes descritos se encuentra sub dividido en sub problemas jurídicos que serán analizados en la parte pertinente del presente trabajo. Las materias involucradas son, libre competencia – específicamente control de operaciones de concentración empresarial-, regulatorio – específicamente sector eléctrico, generación, distribución y comercialización -; y, por último, aplicación de principios del derecho administrativo.



3. Antecedentes del caso

- 3.1. China Yangtze Power International (Hong Kong) Co. Limited (en adelante, “CYPI”) solicitó a la Comisión autorización para llevar a cabo una operación de concentración empresarial en el sector eléctrico peruano. Por medio de esta operación adquirirían el 10% de las acciones de Sempra Americas Bermuda Ltd. (en adelante, Sempra Americas) y el 50% de las acciones de Peruvian Opportunity Company S.A.A. (en adelante, “POC”), obteniendo así el control de Luz del Sur S.A.A.¹ (en adelante, “Luz del Sur”) e Inland Energy S.A.C. (en adelante, “Inland”). Esta solicitud se presentó con fecha 30 de octubre de 2019. (en adelante, la “Operación de Concentración”)
- 3.2. CYPI señaló lo siguiente sobre los efectos de la operación
- Dadas las reducidas participaciones Inland y Empresas de Generación Huallaga S.A.² (en adelante, “Huallaga”), tienen en el sector generación, su integración horizontal no alteraría la dinámica en este mercado, ya que no reduce significativamente el número de ofertantes ni provoca que este mercado se vuelva “concentrado”. Por otro lado, el índice de concentración HHI³ del mercado spot; pues variaría de 1371 a 1384, considerando la producción de todos los participantes del referido mercado: y, de 1437 a 1444, considerando su capacidad instalada.
 - Bajo un análisis prospectivo de mediano plazo, el nivel de concentración del mercado de generación para el año 2023, considerando el HHI, sería de 1348, es decir, inferior al actual.
 - Por otro lado, en lo que respecta a la transferencia de energía y potencia entre empresas generadoras al interior del Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional (en adelante, el “COES”), CYPI no tiene la condición de productor pivotal⁴. Por consiguiente, la integración horizontal entre Inland y Huallaga no podría alterar unilateralmente los precios del mercado spot.

¹ Empresa distribuidora y suministradora de energía.

² Empresa generadora y suministradora de energía.

³ El índice de Herfindahl-Hirschman (HHI) es un índice compuesto por la suma de los cuadrados de las cuotas de participación de mercado de cada una de las empresas concurrentes en este.

⁴ Una central se considera pivotal si su capacidad de producción de energía resulta necesaria para abastecer la demanda del sistema. En esta situación, en caso de que sus plantas no se encontraran disponibles, la demanda no podría abastecerse sin la participación de esta central.

- En relación a las ventas de energía y potencia de empresas generadoras a empresas distribuidoras, Inland no cuenta con contratos de suministro con distribuidoras al mercado regulado.
- En esa misma línea, Luz del Sur no cuenta con poder de compra suficiente que pudiera ser capaz de afectar las condiciones de competencia en el mercado de generación. Haciendo un análisis prospectivo de mediano plazo hasta el 2024. Se advierte que los compromisos de compra de potencia y energía asumidos por Luz del Sur hasta dicho año superan la demanda estimada; por tanto, se puede afirmar que la empresa distribuidora no requiere la firma de nuevos contratos para el suministro de clientes regulados en el periodo 2018-2024.
- Por su lado, la empresa de generación Huallaga tiene un contrato de 284 MW con Electricidad del Perú S.A. (en adelante, “Electro Perú”) hasta el año 2031, lo cual le deja, en el caso extremo, solo con una potencia firme disponible equivalente a 34 MW para el suministro.
- En relación con las ventas de energía y potencia por parte de empresas de generación y distribución al mercado de clientes libres, el número de suministros libres menores a 2500Kw paso de 101 a 1529 en tres años, predominando la contratación con empresas de generación.
- En este contexto, el impacto marginal de la operación en el mercado de usuarios libres resulta insignificante. No existe una empresa que pueda considerarse como dominante en el mercado de clientes libres y aquellas que cuentan con mayor participación en dicho mercado, no tiene relación alguna con la operación. Cabe resaltar que, a nivel nacional, la venta de energía de Luz del Sur a usuarios libres apenas llega al 0,5%.
- Por consiguiente, el impacto de la operación en el mercado de usuarios libres debe analizarse considerando el cambio marginal en este mercado, provocado por la posible inclusión de Huallaga como proveedor. Sobre el particular, Huallaga cuenta con un contrato de suministro de energía vigente hasta el año 2031 con Electro Perú, lo que deja solamente 34 MW de potencia disponible para poder establecer contratos de suministro en el mercado de usuarios libres, monto que resulta marginal en comparación con los 5269MW que se han contratado en este mercado a nivel nacional.

- En caso Luz del Sur quisiera aprovechar su condición – como empresa distribuidora en área de concesión – para negociar contratos con clientes libres, debe considerarse que: (i) los peajes de acceso a las redes de distribución se encuentran regulados por OSINERGMIN, no pudiéndose privilegiar en precios a las generados no vinculadas; y, (ii) en los últimos 4 años ha perdido más de 400 clientes en su zona de concesión, debido a la competencia existente en este mercado.
- En relación con las eficiencias que generaría la operación, se afirma que la integración horizontal entre generadores permitiría el aprovechamiento de economía de escalas e incremento en la seguridad del suministro, mientras que la integración vertical entre distribuidores y un generador permitiría reducir los costos de transacción y una reducción de costos y gastos.
- La integración horizontal entre Inland, Huallaga e Hydro Global Perú S.A.C. (en adelante, “Hydro Global”) permitiría unificar o compartir costos administrativos y comerciales entre las tres centrales bajo una misma gestión, generando importantes ahorros en costos.
- En el corto plazo, la incorporación de la Central Hidroeléctrica Santa Teresa de Inland al portafolio de generación del grupo CYPI permitiría incrementar la seguridad de suministro y, por lo tanto, la planificación financiera y comercial del grupo, debido a que dicha central hidroeléctrica se encuentra en una cuenca distinta a la central hidroeléctrica Chaglla de Huallaga.
- La integración vertical entre Luz del Sur y Huallaga reduciría la posibilidad de la doble marginalización lo cual significaría una reducción en los precios de contratos con usuarios libres. Además, permitiría reducir los costos de transacción que se traduce en menores costos de coordinación y comunicación entre las empresas integradas.

3.3. La Secretaría Técnica le pidió a CYPI, con fecha 8 de noviembre, que precisen determinada información, dicho requerimiento fue absuelto el 15 de noviembre de 2019.

3.4. La Secretaría técnica le solicitó a CYPI, con fecha 29 de noviembre de 2019, información adicional sobre la operación de concentración empresarial notificada,

con fecha 12 de diciembre de 2019, dicho requerimiento fue absuelto el 13 de diciembre de 2019.

- 3.5. Mediante tres oficios de fechas 10 de diciembre, 12 de diciembre y 13 de diciembre de 2019, la Secretaría Técnica solicitó al OSINERGMIN, MINEM y Defensoría del Pueblo, respectivamente, sus opiniones sobre los efectos de la operación de concentración empresarial notificada.
- 3.6. La Secretaría Técnica, con fecha 23 de diciembre de 2019, le solicitó a OSINERGMIN un cuadro resumen de la participación de las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras de energía eléctrica correspondiente al primer semestre de 2019, junto con el grupo económico al que pertenecen. Esta solicitud fue absuelta el 31 de diciembre de 2019.
- 3.7. La Secretaría Técnica le solicitó a CYPI, con fecha 23 de diciembre de 2019, precisar si las empresas Hubei Hongtai State-Owned Capital Investmen Operation Gruop Co. Ltd. y Energías de Portugal S.A. (en adelante, “EDP”) participaban en las actividades del sector eléctrico a través de empresas distintas a Changlla Holdings Limited e Hydro Global. Dicho requerimiento fue absuelto el 30 de diciembre de 2019.
- 3.8. OSINERGMIN le solicitó, con fecha 30 de diciembre de 2019, un plazo adicional de quine (15) días hábiles para remitir su opinión sobre los efectos de la operación de concentración. Dicha operación fue atendida por la Secretaría Técnica el 8 de enero de 2020.
- 3.9. El MINEM, con fecha 6 de enero de 2020, remitió su opinión sobre los efectos de la operación de concentración. Señalando:
 - El nivel de concentración del mercado de generación, considerando el HHI, aumentaría de 1273,7 a 1284; manteniéndose dentro del rango de “moderadamente concentrado”.
 - En el mercado de venta de energía a clientes libres, Luz del Sur, Inland y Huallaga se comportarán como un solo agente económico, reduciendo el número de competidores en dicho mercado.
 - En el mercado de distribución y venta de energía a usuarios regulados, no habría un cambio en la participación que tiene Luz del Sur en el número de clientes. No es posible descargar que dicha empresa eventualmente busque

maximizar el precio de energía adquirida para su mercado regulado a través de la oferta de generación de sus empresas vinculadas.

- 3.10. La Secretaría Técnica, con fecha 7 de enero de 2020, solicitó a CYPI precisar la información presentada en el escrito del 13 de diciembre. Dicha solicitud fue atendida el 13 de enero de 2020.
- 3.11. El 17 de enero de 2020, CYPI presentó sus comentarios al oficio emitido por el MINEM.
- 3.12. OSINERGMIN con fecha 24 de enero de 2020, remitió su opinión sobre los efectos de la operación de concentración señalando:
- El índice de la oferta residual de la empresa resultante en el mercado spot sería de 1.7. con la entrada prevista de los proyectos de generación en cartera, el índice bajaría a 1.3. para el 2026.
 - El escenario de concentración no alteraría las actuales condiciones de mercado de los clientes libres. Sin embargo, en el supuesto en que los proyectos de Sempra Energy (en adelante, “Sempra”) y China Three Gorges Coporation (en adelante, “CTG”) operen a partir del 2024. La empresa resultante tendrá, mediante sus generadoras vinculadas, una capacidad significativa para abastecer la potencia que Luz del Sur necesita renovar para sus clientes libres.
 - Teniendo en cuenta lo anterior, la empresa resultante estaría en capacidad de abastecer la demanda de los clientes regulados de las empresas distribuidora mediante contratos bilaterales, cuyo precio tope es la tarifa en barra. En el caso de que otros generadores pudieran participar en la contratación y presentaran ofertas por debajo de la tarifa en barra. Esto se trasladaría a los usuarios regulados mediante una menor tarifa.
 - Considerando lo anterior, además de la demanda de clientes libres cuyos contratos de suministro se vencen para tal fecha, las generadoras de la empresa resultante estarían en capacidad de poder abastecer conjuntamente a los clientes libres y a los actuales clientes regulados de su distribuidora verticalmente integrada a partir del año 2025.
- 3.13. La Comisión decidió declarar procedente la solicitud de autorización previa formulada por CYPI; y amplió el plazo de evaluación de la solicitud hasta por un

periodo de treinta (30) días hábiles adicionales. Esto se dio con fecha 27 de enero de 2020.

- 3.14. La Comisión se pronunció, con fecha 27 de febrero de 2020, sobre la solicitud de confidencialidad presentada por CYPI mediante los escritos de fecha 30 de octubre de 2019 y de diciembre de 2019.
- 3.15. El 3 de febrero de 2020, la Secretaría Técnica dejó constancia de la incorporación al expediente del escrito del 28 de enero de 2020, presentado por ENEL.
- 3.16. La Secretaría Técnica solicitó a CYPI, con fecha 3 de febrero de 2020, información adicional sobre la operación de concentración empresarial notificada. Este requerimiento fue absuelto el 18 de febrero de 2020.
- 3.17. El MINEM con fecha 3 de febrero de 2020, precisó determinados aspectos de la recomendación brindada mediante Informe 003-2020-MINEM/DGE.
- 3.18. CYPI solicitó una audiencia de informe oral ante la Secretaría Técnica, con fecha 6 de febrero de 2020. La audiencia de informe oral se realizó el 26 de febrero de 2020.
- 3.19. Mediante cartas de fecha 18, 19, 21 y 26 de febrero de 2020, la Secretaría Técnica solicitó a 9 empresas información sobre su vinculación con la Comisión Estatal de Supervisión y Administración de los Activos del Estado Chino (en adelante, “SASAC”); y las posibles relaciones comerciales con Empresa Generación Huallaga S.A., Hydro Global Perú S.A.C. e Inland Energy S.A.C.
- 3.20. La Secretaría Técnica, con fecha 20 de febrero de 2020, solicitó a CYPI información adicional sobre la operación de concentración empresarial notificada. Dicho requerimiento fue absuelto el 27 de febrero de 2020.
- 3.21. CYPI presentó con fecha 9 de marzo de 2020, argumentos adicionales para sustentar su solicitud de autorización de la operación de concentración.
- 3.22. La Secretaría Técnica con fecha 11 de marzo de 2020, dejó constancia de la incorporación al expediente del escrito de 6 de marzo presentado por Kallpa.
- 3.23. CYPI informó el 12 de marzo de 2020, sobre la creación de una empresa vehículo denominada Yangtze Andes Holding Co., Limited (en adelante, “Yangtze Andes”) quien finalmente asumiría la titularidad de los derechos y acciones correspondientes a la operación notificada. CYPI es titular del 100% de las acciones de Yangtze Andes.

3.24. El 18 y 23 de marzo CYPI solicitó a la Comisión se emita una decisión sobre la operación de concentración antes del 30 de marzo de 2020.



4. Problemas identificados

Problema Jurídico Principal 1: Dentro de las posibles restricciones verticales, con respecto al mercado de suministro para atender a usuarios regulados: empresas de generación y distribución ¿Existe realmente la posibilidad de que ocurra un cierre de clientes a partir de que se lleve a cabo la Operación de Concentración?

Subproblema subordinado 1: ¿Qué es el mercado de suministro para atender a usuarios regulados en el sector eléctrico peruano?

Subproblema subordinado 2: ¿Qué son las restricciones verticales?

Subproblema subordinado 3: ¿Qué es el cierre de clientes? ¿Existe la posibilidad de que ocurra un cierre de clientes?

Problema Jurídico Principal 2: Dentro de las posibles restricciones horizontales, con respecto al mercado de usuarios libres, precisamente entre distribuidoras y usuarios libres ¿Existe la posibilidad de que se lleven a cabo conductas que restrinjan la competencia a partir de que se lleve a cabo la Operación de Concentración?

Subproblema subordinado 1: ¿Qué es el mercado de usuarios libres en el sector eléctrico peruano?

Subproblema subordinado 2: ¿Cuáles son las posibles conductas que restringirían la competencia en el mercado de usuarios libres suministrado por distribuidoras?

Problema Jurídico Principal 3: Sobre las medidas para contrarrestar los posibles efectos de la Operación de Concentración. ¿Se cumplieron con los requisitos de idoneidad, necesidad y análisis de proporcionalidad en sentido estricto? O ¿Pudieron adoptarse otras medidas?

Subproblema subordinado 1: ¿Cómo se encuentran reguladas las medidas para contrarrestar los posibles efectos de la operación de Concentración?

Subproblema subordinado 2: ¿La medida adoptada cumplió con el análisis de proporcionalidad?

5. Análisis

5.1. Problema Jurídico Principal 1: Dentro de las posibles restricciones verticales, con respecto al mercado de suministro para atender a usuarios regulados: empresas de generación y distribución ¿Existe realmente la posibilidad de que ocurra un cierre de clientes a partir de que se lleve a cabo la Operación de Concentración?

En el presente apartado se desarrollarán diferentes conceptos eléctricos y de competencia. El primero de ellos es el concepto de suministro para atender a usuarios regulados en el sector eléctrico peruano, este concepto será abordado desde la normativa, para pasar luego al desarrollo desde la doctrina. Por último, se desarrollará el concepto analizado en el caso concreto.

En segundo lugar, se desarrollará el concepto de abuso de posición de dominio, específicamente el de restricciones verticales. El análisis partirá de la normativa, para pasar luego al análisis doctrinario y comparado. Por último, se desarrollará el análisis planteado en el caso concreto sobre la materia.

Para concluir con el presente apartado, se desarrollará el concepto de cierre de clientes. Este análisis partirá de la regulación, para continuar con el análisis desde la doctrina y lo que determinó el caso concreto al respecto. Por último, se contestará la interrogante de que, si es posible que, de llevarse a cabo la operación de concentración, ocurra un cierre de clientes.

5.1.1. Subproblema subordinado 1: ¿Qué es el mercado de distribución para atender a usuarios regulados en el sector eléctrico peruano?

Antes de iniciar directamente definiendo la actividad de distribución eléctrica es necesario identificar los tipos de clientes que existen en el mercado eléctrico peruano. El siguiente cuadro, elaborado a partir de lo indicado por el artículo 3 del Decreto Supremo 022-2009-EM que aprueba el Reglamento de Usuarios Libres (en adelante, el “Reglamento de Usuarios Libres”), menciona la clasificación de usuarios libres y regulados en el sector eléctrico peruano.

	Usuario Regulado	Usuario que puede decidir ser usuario regulado o usuario libre	Usuario Libre
Máxima demanda anual	< 200 kW	200 kW < > 2500 kW	>2500kW

A partir del cuadro anterior, serán usuarios regulados todos aquellos que su demanda máxima anual sea inferior a los 200 kW. Estos usuarios o clientes regulados son atendidos únicamente por distribuidores y no tienen la capacidad de negociar el precio que pagan por el servicio eléctrico.

El sector eléctrico peruano se divide en tres actividades que deben funcionar juntas para suministrar electricidad a la población, es decir, nos encontramos frente a una cadena productiva.

La generación, que es la encargada de la producción de la energía eléctrica a través de la transformación de otros tipos de energía, como la eólica, fotovoltaica, termoeléctrica, hidráulica, entre otras. Una definición precisa del concepto la encontramos en la siguiente cita:

La generación es la primera de las actividades de la cadena productiva de energía eléctrica, la cual consiste en transformar alguna clase de energía (térmica, mecánica, luminosa, entre otras) en energía eléctrica. (Dammert Lira, Molinelli Aristondo, & Carbajal Navarro, 2011)

En un segundo peldaño, dentro del Sector Eléctrico, está la transmisión eléctrica. En esta actividad, se transporta la electricidad, desde donde se produce hasta donde se consume. Podemos encontrar una definición más exacta en la siguiente cita:

La actividad de transmisión eléctrica se realiza a través de un sistema compuesto por líneas de transmisión y subestaciones. Las líneas de transmisión (torres y cables) permiten el transporte de electricidad entre los diferentes tramos del SEIN, es decir, entre (i) una central de generación y una subestación, (ii) dos subestaciones diferentes,

(iii) una subestación y un sistema de distribución, y (iv) una subestación y usuarios libres. (Aguirre Ramírez, 2017)

Estas dos actividades no son materia de análisis del presente trabajo, pero es pertinente tenerlas en cuenta para poder conceptualizar la actividad de distribución. Una definición general que permite aproximarnos al desarrollo del concepto de la distribución eléctrica lo encontramos en la siguiente cita:

En el Perú la actividad de distribución está compuesta por los sistemas de media y baja tensión, necesarios para distribuir la energía comprada a las empresas generadoras desde el mercado mayorista hacia los usuarios finales. Actualmente, en el mercado de distribución peruano existen tantas empresas como zonas de concesión. Los titulares de una zona de concesión son responsables por el suministro de energía eléctrica a todos los clientes ubicados en la zona geográfica delimitada por la concesión, y están obligados a permitir el acceso a sus redes de transmisión a otras empresas distribuidoras o generadoras. (Bonifaz & RodríguezPardina, 2001)

La cita desarrolla diferentes características de la actividad de distribución en el Perú. La primera de ellas es que está compuesto por sistemas de media y baja tensión. El segundo es que se trata de una actividad que requiere de una concesión para ser prestada, por lo que esta concesión permitirá a una empresa prestar el servicio de distribución dentro de un área geográfica específica y será la única que pueda prestar dicho servicio en esta área. Con respecto a la necesidad de contar con una concesión para prestar el servicio de distribución, esta se encuentra regulada en los artículos 2 y 3 del Decreto Ley 28832 – Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante, la “LCE”) los cuales indican:

“Artículo 2.- Constituyen Servicios Públicos de Electricidad:

- a) *El suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo o destinado al uso colectivo, hasta los límites de potencia fijados por el Reglamento;*
- y
- b) ***La transmisión y distribución de electricidad.***

El Servicio Público de Electricidad es de utilidad pública.”

“Artículo 3.- Se requiere concesión definitiva para el desarrollo de cada una de las siguientes actividades:

- a) La generación de energía eléctrica que utilice recursos hidráulicos, con potencia instalada mayor de 500 KW;*
- b) La transmisión de energía eléctrica, cuando las instalaciones afecten bienes del Estado y/o requieran la imposición de servidumbre por parte de éste;*
- c) **La distribución de energía eléctrica con carácter de Servicio Público de Electricidad, cuando la demanda supere los 500 KW;** y,*
- d) La generación de energía eléctrica con recursos Energéticos Renovables conforme a la Ley de la materia, con potencia instalada mayor de 500 KW.”*

Sobre la concesión de distribución la autora María Teresa Quiñones Alayza indica lo siguiente:

Los concesionarios de distribución gozan de un monopolio legal para vender potencia y energía a los Usuarios Regulados dentro de su área de concesión. Esta exclusividad tiene, como contrapartida, el cumplimiento de obligaciones de servicio público, incluyendo la relativa a prestar el servicio a todo usuario regulado que se lo solicite y la venta de potencia y energía a precio regulado. Asimismo, el distribuidor es responsable de la prestación del servicio de alumbrado público, que comprende el alumbrado general de avenidas, calles y plazas. (Quiñones Alayza, 2016)

Como se puede apreciar de la cita anterior, los concesionarios de distribución, dentro de su concesión están autorizados a vender potencia y energía. Esta venta debe ser garantizada a los clientes regulados, que como hemos mencionado son los que su consumo eléctrico es menor a 250 kW, y el precio que se les ofrece es un precio regulado por el OSINERGMIN. Los Distribuidores también pueden vender energía a los clientes libres, estos precios serán negociados libremente por las partes. Este último concepto no será desarrollado en el presente trabajo, por lo que es pertinente concentrarnos en la distribución de energía a clientes regulados.

La LCE establece en el artículo 34 las siguientes obligaciones correspondientes a los distribuidores:

“Artículo 34.- Los Distribuidores están obligados a:

- a) Suministrar electricidad a quien lo solicite dentro de su zona de concesión o a aquellos que lleguen a dicha zona con sus propias líneas, en un plazo no mayor de un (1) año y que tengan carácter de Servicio Público de Electricidad;*
- b) Garantizar la demanda para sus usuarios regulados por los siguientes veinticuatro (24) meses como mínimo;*
- c) Garantizar la calidad del servicio que fije su contrato de Concesión y las normas aplicables;*
- d) Permitir la utilización de todos sus sistemas y redes por parte de terceros para el transporte de electricidad, excepto cuando tenga por objeto el suministro de electricidad a Usuarios Regulados dentro o fuera de su zona de concesión, en las condiciones establecidas en la presente Ley y en el Reglamento;*
- e) Cumplir con las obligaciones establecidas para las ZRT”*

Como se puede apreciar de la lectura del artículo anterior, los Distribuidores tienen una serie de obligaciones. Para cumplir con la finalidad del presente trabajo, es necesario concentrarnos en el literal b que indica la obligación de garantizar la demanda para sus usuarios regulados por los siguientes veinticuatro meses como mínimo. Esta demanda puede ser satisfecha de dos maneras, de acuerdo al numeral 2 del artículo 3 de la Ley N° 28832 Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica (en adelante, la “Ley 28832”):

Artículo 3.- De los contratos

3.2 Las ventas de electricidad de Generador a Distribuidor, destinadas al Servicio Público de Electricidad, se efectúan mediante:

- a) Contratos sin Licitación, cuyos precios no podrán ser superiores a los Precios en Barra a que se refiere el artículo 47 de la Ley de Concesiones Eléctricas;*

b) Contratos resultantes de Licitaciones.

Dentro de los diferentes artículos que regulan la obligación de la compra de electricidad por parte de los distribuidores para satisfacer la demanda de clientes libres en la Ley 28832 podemos identificar las siguientes características principales:

- i. Es obligación del distribuidor iniciar un proceso de licitación con una anticipación mínima de tres (3) años. Podrán iniciar licitaciones con una anticipación menor a los tres (3) años por una cantidad no mayor al diez por ciento (10%) de la demanda total de sus usuarios regulados.
- ii. El proceso de licitación es controlado por OSINERGMIN.
- iii. El precio máximo a pagar es establecido por el OSINERGMIN.
- iv. Los contratos con plazos inferiores a cinco (5) años no podrán cubrir requerimientos mayores al veinticinco por ciento (25%) de la demanda total de los usuarios regulados del Distribuidor.
- v. Los plazos de suministro son de hasta veinte (20) años y a precio firme.
- vi. Cuando se trate de reducción de precios, de los contratos firmados a partir de un proceso de licitación, los distribuidores deberán transferir a los consumidores el cincuenta por ciento (50%) de dichas reducciones.

Los conceptos desarrollados a cerca del mercado de distribución a clientes regulados, serán de utilidad más adelante, al momento de analizar si es que existe la posibilidad de que ocurra un cierre de clientes en el caso concreto.

5.1.2. Subproblema subordinado 2: ¿Qué son las restricciones verticales?

Ahora que se ha brindado una definición general del concepto de mercado de distribución eléctrico, es pertinente pasar a definir que son las restricciones verticales. Para iniciar con el análisis es necesario recurrir a lo que indica la Ley N° 26876 Ley antimonopolio y Antioligopolio del sector eléctrico (en adelante, la “Ley de Concentraciones del Sector Eléctrico”) la cual es aplicable al caso concreto. Pero antes de pasar a definir directamente que es una restricción vertical, es necesario iniciar definiendo que son las operaciones de concentración empresarial según la norma:

Artículo 2.- Para los efectos de la presente Ley, se entiende por concentración la realización de los siguientes actos: la fusión; la constitución de una empresa en común; la adquisición directa o indirecta del control sobre otras empresas a través de la adquisición de acciones, participaciones, o a través de cualquier otro contrato o figura jurídica que confiera el control directo o indirecto de una empresa incluyendo la celebración de contratos de asociación "joint venture", asociación en participación, uso o usufructo de acciones y/o participaciones, contratos de gerencia, de gestión, y de sindicación de acciones o cualquier otro contrato de colaboración empresarial similar, análogo y/o parecido y de consecuencias similares. Asimismo, la adquisición de activos productivos de cualquier empresa que desarrolle actividades en el sector; o cualquier otro acto, contrato o figura jurídica incluyendo legados, por virtud del cual se concentren sociedades, asociaciones, acciones, partes sociales, fideicomisos o activos en general, que se realice entre competidores, proveedores, clientes, accionistas o cualesquiera otros agentes económicos.

Como podemos ver, las operaciones de concentración empresarial pueden llevarse a cabo de diferentes maneras, por diferentes transacciones. La Ley de Concentraciones establece tipos de concentraciones dependiendo de si se trata de agentes económicos que operan como competidores dentro de un mismo mercado o en diferentes peldaños dentro de una cadena de producción. En línea con lo anterior es que el artículo 1 de la Ley de Concentraciones del Sector Eléctrico indica:

Artículo 1.- Las concentraciones de tipo vertical u horizontal que se produzcan en las actividades de generación y/o de transmisión y/o de distribución de energía eléctrica se sujetarán a un procedimiento de autorización previa de acuerdo a los términos establecidos en la presente Ley, con el objeto de evitar los actos de concentración que tengan por efecto disminuir, dañar o impedir la competencia y la libre concurrencia en los mercados de las actividades mencionadas o en los mercados relacionados.

Como se puede apreciar, las operaciones de concentración empresarial en el sector eléctrico pueden ser de dos tipos, horizontales, cuando se trate de dos o más empresas que operen en el mismo peldaño de la cadena de producción (la fusión

de dos generadores, por ejemplo). Son operaciones de concentración empresarial verticales cuando se trae dos o más empresas que operen en diferentes peldaños de la cadena de producción del sector eléctrico (la adquisición de una distribuidora por parte de una generadora, por ejemplo). Una definición de concentración vertical la encontramos en la siguiente cita:

Las fusiones verticales son aquellas que involucran a dos empresas que tenían la relación proveedor-cliente antes de la fusión (por ejemplo, el caso de una empresa generadora de electricidad y una de distribución). (Tover Mena, 2005)

Ahora bien, la Ley de Concentraciones del Sector Eléctrico, establece un análisis ex ante de las posibles afectaciones que pudiera producirse en la competencia a partir de un acto de concentración empresarial. Por otro lado, tenemos el Decreto Supremo N° 030-2019-PCM Decreto Supremo que aprueba el Texto Único Ordenado de la Ley de Represión de conductas Anticompetitivas (en adelante, el “TUO de la Ley de Libre Competencia”), esta norma persigue y sanciona conductas de manera ex post, es decir de manera posterior a la comisión de las mismas. Con respecto a lo anterior, el autor Sergio Salinas menciona lo siguiente:

El régimen adoptado por la Ley General de Competencia es, claramente, la regulación de conductas, y en este sentido, sanciona determinadas conductas empresariales que resultan anticompetitivas, como las ya mencionadas. Por el contrario, la Ley Antioligopolio plantea una regulación de estructura de mercado, que sanciona la obtención de un porcentaje determinado en el mercado y no una práctica anticompetitiva específica. (Salinas Rivas, 2006)

A partir de lo mencionado hasta el momento, es posible identificar que el análisis del INDECOPI dentro de un procedimiento de concentraciones en el sector eléctrico tiene el fin de determinar si es que el acto de concentración puede generar una disminución, daño o impedimento a la competencia. Es necesario entonces determinar de qué maneras se pueden llevar a cabo estas afectaciones a la competencia.

La doctrina identifica tres tipos de concentración que se pueden dar, las concentraciones horizontales en las que dos o más empresas competidoras reales o potenciales llevan a cabo una operación de concentración empresarial. Por otro

lado, las no horizontales que se dividen en verticales o de conglomerado, las verticales son aquellas que involucran empresas que operan en diferentes niveles de la misma cadena productiva. Por otro lado, las concentraciones de conglomerados hacen referencia a concentraciones entre empresas que operan en diferentes mercados que no están relacionados ni horizontal ni verticalmente. (Montoya Pardo, 2015)

Serán materia del presente análisis las afectaciones a la competencia que puedan producir las operaciones de concentración vertical, que como se ha mencionado, son aquellas donde se lleva a cabo una operación de concentración entre dos empresas que operan en peldaños diferentes de la cadena productiva. La doctrina define las concentraciones horizontales de la siguiente manera:

Por concentración vertical se entiende una operación que involucra empresas que operan en diferentes niveles de la misma cadena económica (producción y/o distribución), por ejemplo, cuando un productor de un bien se fusiona con un distribuidor del mismo. (Montoya Pardo, 2015)

Considerando que, en una operación de concentración empresarial vertical, son dos o más empresas que participan dentro de la misma cadena productiva, pero en peldaños diferentes, los riesgos de afectación a la competencia estarían ligados a aprovechar este nexo que existen entre las empresas vinculadas, para propiciar relaciones comerciales entre ellas. Una definición de lo anterior podemos encontrarla en la siguiente cita:

Las (concentraciones) verticales consolidan vínculos preferentes entre las empresas partícipes, que pueden propiciar la exclusión de terceros de una determinada fuente de suministros. (Pérez Molina, 2015)

Ahora que se ha definido que son las operaciones de concentración vertical, se pasará a definir las maneras en las que las se puede afectar la competencia a partir de lo indicado por el autor Milton Montoya (Montoya Pardo, 2015). Esta afectación se puede dar de dos maneras, a partir de efectos no coordinados o mediante efectos coordinados.

Los efectos no coordinados se generan a raíz de la exclusión o cierre del mercado, que se presenta cuando a raíz de la concentración competidores reales o

potenciales de las empresas involucradas en la operación, encuentran obstaculizando el acceso al mercado o restringiendo completamente su acceso, reduciéndose así los incentivos y/o capacidad de estas empresas para competir. Como consecuencia de esa exclusión, las empresas involucradas en la concentración y alguno de sus competidores reales, pueden buscar un aumento en su rentabilidad incrementando los precios a los consumidores o usuarios.

Los efectos coordinados surgen cuando la concentración cambia la naturaleza de la competencia, de tal manera que las empresas que antes a la operación no coordinaban su comportamiento, tienen ahora posibilidades de hacerlo, por medio de cualquier modo que lesione la competencia efectiva.

Para efectos del presente trabajo nos concentraremos en las operaciones de concentración empresarial verticales, de efectos coordinados, ya que nos encontramos ante una operación de concentración donde CYPI adquiere acciones de diferentes empresas obteniendo con esto el control de Luz del Sur e Inland. CYPI opera, a través de sus empresas subsidiarias, en el mercado de generación peruano. Mientras que Luz del Sur en el mercado de distribución e Inland en el mercado de generación.

5.1.3. Subproblema subordinado 3: ¿Qué es el cierre de clientes? ¿Existe la posibilidad de que ocurra un cierre de clientes?

En el primer apartado del presente problema jurídico se definió la actividad de distribución dentro del sector eléctrico peruano, esto con la finalidad de determinar las principales obligaciones de los distribuidores y la manera en cómo se desempeñan en el mercado. En el segundo apartado se definió las operaciones de concentración empresarial, centrándonos en las operaciones verticales. La finalidad de desarrollar este concepto es determinar cuáles son los posibles riesgos a la competencia cuando se lleva a cabo una operación de concentración vertical. En el presente apartado se analizará el cierre de clientes como uno de los riesgos a la competencia en las operaciones de concentración empresarial verticales, específicamente como una manifestación de un efecto coordinado.

En el caso concreto, como ya se ha mencionado en el apartado anterior, CYPI adquiere acciones de diferentes empresas, obteniendo así el control de Luz del Sur

e Inland. CYPI opera en el mercado de generación, Luz del Sur en el de Distribución e Inland en el de generación.

En el caso concreto, la Comisión considera que la empresa concentrada podría usar el poder de compra que posee en el mercado de distribución para darle prioridad en la contratación de suministro para usuarios regulados la nueva generación vinculada, lo que restringe el acceso de generadores competidores. Esto se manifestaría de manera tal que la empresa concentrada podría comprometer los requerimientos de energía de Luz del Sur, para atender el mercado regulado, con sus generadores vinculados. Esto es relevante, toda vez que Luz del Sur requiere contratar 111MW en el 2028 y 215MW en el 2030.

La Comisión considera que la concentración vertical podría generar que la empresa concentrada contrate toda la potencia requerida para sus usuarios regulados a través de contratos bilaterales con las empresas generadoras del Grupo CTG, dejando de utilizar el mecanismo de licitación o la contratación bilateral con empresas competidoras.

En un primer nivel, la comisión evalúa si es que la empresa concentrada tiene la habilidad de excluir a las empresas competidoras aguas arriba de las compras que su empresa vinculada haga aguas abajo. En segundo lugar, verifica si es que existen incentivos para reducir las compras de su empresa vinculada aguas abajo a las empresas competidoras aguas arriba. Por último, analiza si es que el cierre de clientes tendría un impacto perjudicial significativo en los consumidores de la empresa vinculada aguas abajo.

Con respecto a la habilidad de excluir a las empresas competidoras aguas arriba de las compras que su empresa vinculada haga aguas abajo, la Comisión determinó que en la medida de que Luz del Sur representa más del 30% de la demanda de suministro para usuarios regulados y que los requerimientos de demanda Luz del Sur entre el 2028 y 2030 representan entre el 24% y 36% de requerimiento totales para el suministro de usuarios regulados en dichos años, se considera que el Grupo CTG tendría la habilidad de realizar un cierre de clientes, contratando todos los requerimientos de energía de Luz del Sur con su generación vinculada mediante contratos bilaterales, dejando de contratar con empresas no vinculadas.

Con respecto a si existen incentivos para reducir las compras de su empresa vinculada aguas abajo a las empresas competidora aguas arriba, la Comisión considera que si existen incentivos para realizar el cierre de clientes a través de la contratación de toda la potencia requerida para sus usuarios regulados a través de contratos resultantes de negociaciones bilaterales con las empresas generadoras del Grupo CTG, dejando de utilizar el mecanismo de licitaciones o la contratación bilateral con empresas competidoras.

Por último, con respecto a si es que el cierre de clientes tendría un impacto perjudicial significativo en los consumidores de la empresa vinculada aguas abajo. La Comisión indica que las licitaciones de energía, al permitir el ingreso de nuevas centrales ampliaron la oferta de generación favoreciendo la competencia, respaldando la demanda de energía de los usuarios regulados. La operación de concentración contribuiría con la escasez de fuentes de generación, afectando los precios de la energía incrementándolos más.

La operación de concentración al incentivar el cierre de clientes podría afectar a los precios de generación que pagan los usuarios regulados, que es el Precio a Nivel Generación (en adelante, el “PNG”). El PNG se calcula como el promedio ponderado de los contratos resultantes de negociaciones bilateral, cuyo precio máximo es el Precio en Barra; y de los Contratos resultantes de licitaciones cuyos precios serán los Precios Firmes resultantes de cada licitación.

El efecto de la operación de concentración sobre el PNG dependerá de dos factores: (i) el precio de la energía de las licitaciones, y (ii) de la importancia de la diferencia entre el precio en barra y el precio ponderado de las licitaciones. Sobre el primer punto, la operación de concentración al reducir la cantidad de energía que se adquiriría a través de las licitaciones incrementaría el precio de la energía. Con respecto al segundo factor, la importancia de la diferencia entre el precio en barra y el precio ponderado de las licitaciones está en función de la proporción de energía en contratos bilaterales (a) y en licitaciones (-1a) y de la diferencia entre el Precio en Barra y el Precio ponderado de las Licitaciones (en adelante, “Diferencia de Precios”)

La Comisión considera que : (i) la reducción de la demanda de energía a generadores competidores afectará los procesos de licitación de energía en

215MW entre el 2028 y 2030, (ii) la reducción del 1% de la demanda está relacionada a un incremento de los precios promedios adjudicados por los generadores entre 0,044% y 1,73%, (iii) la proporción de la potencia contratada mediante contratos resultantes de negociaciones bilaterales pasa de 21% a 26%; y (iv) la diferencia entre el <Precio ponderado de las Licitaciones y el precio en barra teórico podría ser 10% o menor.

Con una diferencia de precios de 10% la Comisión considera que la operación de concentración no generaría un efecto negativo en los consumidores. Sin embargo, si la diferencia de precios es menor al 3% la contratación de los requerimientos de potencia de Luz del Sur con su generación vinculada a través de contratos resultantes de negociaciones bilateral, producto de la operación de concentración, generaría un efecto negativo incrementando el PNG en hasta 0,11%. Si Luz del Sur contrata con empresas vinculadas tiene incentivos a fijar el Precio en Barra, y no se trasladaría reducción alguna al usuario regulado. El efecto final sobre el PNG de la operación de concentración dependerá del nivel de reducción de precios por debajo del precio en barra y del porcentaje de potencia que se requiere contratar. La operación de concentración generaría un incremento del 0,06% en el PNG al contratar bilaterales a Precio en barra respecto a contratar bilaterales con no vinculados a un precio 5% menor a los precios en barra.

Analizando lo indicado por la Comisión hasta el momento y considerando las definiciones mencionadas en los apartados anteriores, la Operación de Concentración contempla una integración vertical, entre generadores y distribuidores, que a su vez genera efectos coordinados de afectación de la competencia. Este efecto coordinado puede reflejarse en que Luz del Sur contrate con sus generadores vinculados la energía necesaria para satisfacer la demanda de sus usuarios regulados por medio de contratos bilaterales, dejando de lado las licitaciones.

El cierre de clientes en el caso concreto se encuentra en la posibilidad que tendría Luz del Sur de contratar la energía necesaria para cumplir con la demanda de sus usuarios regulados, únicamente por medio de contratos bilaterales suscritos con los generadores concentrados. Es pertinente recordar que los distribuidores deben asegurar el suministro de energía para sus usuarios regulados con por lo menos 24

meses de anticipación. Los mecanismos que cuentan para cumplir con dicha obligación son las licitaciones o los contratos bilaterales.

A partir de lo anterior, es posible teorizar el cierre de clientes, como aquella afectación a la competencia que surge a partir de una concentración vertical de efecto coordinado, mediante la cual la empresa concentrada aguas arriba coordina con la empresa concentrada aguas abajo, para que la primera sea la única con la que contrate determinada prestación, que antes de la concentración pudo haber sido contratada en competencia. El cierre de clientes también puede darse desde aguas arriba, contratando únicamente con la empresa concentrada aguas abajo.

Para el caso concreto, de la Operación de Concentración, el riesgo de que se desarrolle un cierre de clientes es factible a largo plazo (a partir del 2028 cuando Luz del Sur ya no cuenta con toda la potencia contratada para satisfacer la demanda de clientes libres). Como ha analizado la Comisión, la empresa concertada tiene la habilidad y los incentivos necesarios para llevar a cabo el cierre de clientes. Con respecto a los efectos que esto traería, el principal sería que la operación de concentración generaría un incremento del 0,006% en el PNG al contratar bilaterales a precio en barra respecto a contratar bilaterales con no vinculadas a un precio 5% menor a los precios en barra.

5.2. Problema Jurídico Principal 2: Dentro de las posibles restricciones horizontales, con respecto al mercado de usuarios libres, precisamente entre distribuidoras y usuarios libres ¿Existe la posibilidad de que se lleven a cabo conductas que restrinjan la competencia a partir de que se lleve a cabo la Operación de Concentración?

El presente apartado se dividirá en dos partes. En la primera se hará un breve análisis del mercado de usuarios libres en el sector eléctrico peruano, recordando el concepto de usuario libre desarrollado en el problema jurídico anterior, tomando en cuenta principalmente quienes son los agentes económicos capaces de suministrarles energía. En la segunda parte se analizarán las posibles conductas que restringen la competencia en el mercado de usuarios libres suministrados por distribuidoras identificados en el caso, desarrollando el análisis planteado por el INDECOPI.

5.2.1. Subproblema subordinado 1: ¿Qué es el mercado de usuarios libres en el sector eléctrico peruano?

Como se ha desarrollado en el primer problema jurídico, en el sector eléctrico peruano existen tres tipos de usuarios dependiendo de su consumo de energía. El Reglamento de Usuarios Libres indica la siguiente clasificación de usuarios eléctricos.

	Usuario Regulado	Usuario que puede decidir ser usuario regulado o usuario libre	Usuario Libre
Máxima demanda anual	< 200 kW	200 kW < > 2500 kW	>2500kW

A partir del cuadro anterior, serán usuarios libres todos aquellos que su demanda máxima anual sea superior a los 2500 kW. Por su parte, los usuarios con una demanda superior a 200kW, pero inferior a los 2500 kW pueden decidir si ser usuarios libres o usuarios regulados. En todo caso, nos ocuparemos tanto de los usuarios libres como aquellos usuarios que pudiendo optar por su condición, decidan ser usuarios libres.

El Reglamento de Usuarios Libres establece ciertos criterios a considerar para los usuarios libres. Por ejemplo, que estos están conectados al SEIN que no se encuentran sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen. Esta clase de usuarios no está sujeto a una tarifa regulada, sino que negocia libremente la contratación de potencia y energía.

Como se ha mencionado, hay usuarios que pueden decidir ser libres o regulados, dentro de ellos hay dos tipos también, los que nacen con dicha condición y pueden optar desde un inicio por una o por la otra; y aquellos que, siendo usuarios regulados, pueden optar por migrar a ser usuarios libres. Para estos últimos, el artículo 4 establece los requisitos y condiciones necesarios para cambiar de condición de usuario regulado a usuario libre, indicando que el cambio de condición solo puede ser efectuado a solicitud expresa del Usuario por escrito y se hace efectivo en la fecha señalada por el usuario cumplidos los siguientes requisitos:

- i. El Usuario debe comunicar el cambio de condición a su suministrador actual, con copia al nuevo suministrador, de ser el caso. Esta comunicación se debe dar con una anticipación no menor a un (1) año a la fecha que señale para que se haga efectivo el cambio de condición.
- ii. El cambio no se puede hacer efectivo mientras que el Usuario mantenga deudas vencidas con el suministrador anterior.
- iii. El usuario tiene la obligación de contar con los equipos de medición, protección y limitación de potencia adecuados para el cambio de condición.
- iv. El usuario tiene la obligación de permanecer en la nueva condición durante un plazo mínimo de tres (3) años.

Ahora que se han mencionado a los agentes que participan como usuarios en el mercado de usuarios libres. Pasemos a desarrollar brevemente los agentes económicos que pueden suministrarles a estos usuarios libres. Como se ha mencionado en el problema jurídico anterior, los usuarios regulados solo pueden ser suministrados por el distribuidor que cuente con la concesión de distribución

en la zona donde se ubique. Por el contrario, los usuarios regulados, pueden ser suministrados tanto por distribuidores, como por generadores.

El Reglamento de Usuarios Libres, define a los suministradores como los generadores o distribuidores en general. Precizando que un suministrador puede atender a usuarios libres conectados en cualquier parte del SEIN. A diferencia de los usuarios regulados que están sujetos a ser suministrados por el concesionario de distribución de la zona donde se ubiquen, los usuarios libres pueden contratar con cualquier generador o distribuidor conectado al SEIN.

Sobre los aspectos generales de la contratación, el artículo 6 del Reglamento de Usuarios Libres establece que los contratos de suministro deben considerar la responsabilidad del suministrador ante el usuario libre hasta el punto de suministro (el punto de suministro es el punto de conexión eléctrica donde inician las instalaciones del Usuario libre. En este punto es transferida, del suministrador al usuario libre, la electricidad objeto del contrato de suministro). Todos los contratos serán remitidos por el suministrador al OSINERGMIN dentro de un plazo no mayor de quince (15) días de haber sido suscritos. Estos contratos son de dominio público y deben considerar, como mínimo, los siguientes aspectos:

- i. Los precios de energía y potencia a ser transferidos se negocian en la barra de referencia de generación (es la subestación más próxima al punto de suministro, de la relación de subestaciones base cuyos precios en barra son publicados por SINERGMIN que, en conjunto con los sistemas de transmisión disponible, permite un menor precio mensual al usuario libre.) correspondiente al punto de suministro del usuario libre. Los cargos correspondientes a las redes de transmisión y distribución son los regulados por OSINERGMIN.
- ii. Para efectos de establecerla barra de referencia de generación correspondiente al punto de suministro del usuario libre, se debe utilizar la subestación o barra base donde el OSINERGMIN publica los precios en barra que, en conjunto con los subsistemas de transmisión correspondientes, permita minimizar el costo medio de abastecimiento para dicho usuario.

- iii. Los contratos y las facturas correspondientes deberán considerar obligatoriamente, la separación de los precios de cada uno de los conceptos involucrados en la prestación del suministro, tales como: precios negociados a nivel de la barra de referencia de generación y los cargos regulados de la transmisión principal o garantizada, de la transmisión secundaria o complementaria, de la red de distribución por nivel de tensión, de la comercialización y demás cargos que resulten aplicables.
- iv. Descripción de las formulas y variables de actualización de fácil constatación y entendimiento por parte del usuario libre.
- v. Descripción de las condiciones de calidad en que se brindará el servicio, las mismas que no podrán ser inferiores a las establecidas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, salvo que el usuario libre plantee de manera expresa lo contrario a cambio de alguna condición que le favorezca. La cadena de pago será establecida de acuerdo de partes en el contrato.

Con respecto a la red de transmisión y/o distribución, el Reglamento de Usuarios Libres establece que las tarifas y compensaciones por el uso de las instalaciones de transmisión y/o distribución se encuentran reguladas por el OSINERGMIN, por lo que no pueden estar sujetas a la libre negociación de las partes. Los distribuidores o transmisores cuyas instalaciones se vean involucradas para brindar el servicio al usuario libre, no pueden facturar directamente al cliente libre, deben hacerlo al suministrador, salvo algunas excepciones.

Sobre los cortes y reconexiones, corresponde al suministrador convenir con el transmisor y/o distribuidor por cuyas redes se abastece al usuario libre, las condiciones y procedimientos de corte y reconexión del suministro. Las responsabilidades derivadas de los cortes y reconexiones corresponden exclusivamente al suministrador. Por último, el Reglamento de Usuarios Libres establece que, para las relaciones comerciales en el mercado libre de electricidad, se le aplica el Decreto Legislativo N° 1034, Decreto Legislativo que aprueba la Ley de Represión de Conductas Anticompetitivas, o el que lo sustituya.

Ahora que se ha desarrollado brevemente las principales características de los agentes involucrados en el mercado de usuarios libres, se pasará a analizar las

posibles conductas que afectan la competencia en el mercado de usuarios libres suministrado por distribuidoras eléctricas identificados en el caso concreto.

5.2.2. Subproblema subordinado 2: ¿Cuáles son las posibles conductas que restringirían la competencia en el mercado de usuarios libres suministrado por distribuidoras contemplados en el caso concreto por el INDECOPI?

El INDECOPI indica en la Resolución que la cantidad de energía comercializada a los usuarios libres al año 2019 fue de 29,12.98GWh siendo el Grupo Enel quien tuvo mayor participación con 25.4%, luego las empresas del Estado que tuvieron una participación de 20.8%, en tercer lugar, Engie Energía Perú S.A. que alcanzó una participación de 18.8% y el Grupo ISQ con un 17.9%, entre las empresas que mayor participación tuvieron en el mercado. Sempra, por su parte, alcanzó una participación de 2.1% del total.

Antes de continuar con la descripción del mercado de usuarios libres, es pertinente definir el Índice de Herfindahl – Hirschman (en adelante HHI) que será utilizado más adelante:

El Índice Herfindahl – Hirschman (IHH) es el indicador absoluto más usado en la literatura. Se obtiene sumando los cuadrados de las participaciones de mercado de todas las empresas que operan en una industria. Así, el IHH puede tomar valores entre 0 (totalmente desconcentrado) y 10 000 (totalmente concentrado) 18. Su principal ventaja es que sí considera la estructura completa de la industria; en cambio, sus desventajas son que supone que la participación de cada empresa en el mercado está determinada por aspectos estructurales (lo cual no es necesariamente cierto) y que el valor del índice es muy sensible al cambio en el número de empresas del mercado. (Banco Central de la Reserva del Perú, 2009)

El HHI del mercado de usuarios libres, para el año 2019, fue de 1697.27 por lo que se trata de un mercado moderadamente concentrado. De las empresas involucradas, solo Sempra participa en el mercado de usuarios libres, por su parte el grupo CTG solo tiene un contrato de suministro de energía con Electroperú S.A.

el detalle de las ventas de energía eléctrica de generadores y distribuidores a usuarios libres GWh para el año 2019 fue el siguiente:

Ventas de energía eléctrica de generadores y distribuidores a usuarios libres (GWh), 2019

Grupo	Empresa	GWh	Participación Individual	Participación del Grupo
Estado	Electricidad del Perú - Electroperú S.A.	4 153,5	14,8	20,8
	Empresa de Generación Eléctrica Arequipa S.A. - Egasa	46,6	0,2	
	Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. - Egemsa	319,1	1,1	
	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. - San Gabán	157,3	0,6	
	Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A. - Egesur	18,2	0,1	
	Empresa Regulada de Servicio Público de Electricidad - Electro Oriente S.A.	84,4	0,3	
	Electro Sur Este S.A.A.	30,6	0,1	
	Electrosur S.A.	38,9	0,1	
	Electrocentro S.A.	5,0	0,0	
	Electronoroeste S.A.	361,1	1,3	
	Electro Norte S.A.	101,6	0,4	
	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronortemedio SA - Hidrandina	358,6	1,3	
	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad de Puno S.A.A.	21,7	0,1	
Sociedad Eléctrica del Sur Oeste SA	144,0	0,5		
Enel	Enel Generación Perú S.A.A.	5 310,3	18,9	25,4
	Enel Generación Plura S.A.	106,0	0,4	
	Enel Distribución S.A.A.	1 730,3	6,2	
ISQ	Orazul Energy Perú S.A.	246,4	0,9	17,5
	Termoselva S.R.L.	30,8	0,1	
	Kalpa Generación S.A.	4 642,4	16,5	
Statkraft	Statkraft Perú S.A.	866,7	3,1	3,1
Engie	Engie Energía Perú S.A. - Engie	5 298,0	18,8	18,8
Celepsa	Compañía Eléctrica El Platano S.A. - Celepsa	896,7	3,2	3,2
Colbún-ADIA-Sigma	Fénix Power Perú S.A.	64,8	0,2	0,2
Buenaventura	Empresa de Generación Huanza S.A.	627,2	2,2	2,2
AEF	Termochica SA	403,7	1,4	1,4
Semptra	Luz del Sur S.A.A.	126,1	0,4	2,1
	Inland Energy S.A.C.	469,6	1,7	
Otros	Shougang Generación Eléctrica S.A.A. - Shougesa	476,9	1,7	1,7
	ODF Energía S.A.C.	79,7	0,3	0,3
	Eléctrica Santa Rosa S.A.C.	577,3	2,1	2,1
	Huaura Power Group S.A.	7,7	0,0	0,0
	Sociedad Minera Corona S.A.	107,9	0,4	0,4
	Electro Dunas S.A.A.	89,6	0,3	0,3
	Compañía Hidroeléctrica Tingo S.A.	8,6	0,0	0,0
	Consorcio Eléctrico de Villacuri SAC - Coelvisac	121,6	0,4	0,4
Total		28 128,88	100,00	100,00
HHI				1 776,09

La información de las empresas que integran los grupos económicos se ha obtenido de las páginas web de las empresas de distribución eléctrica⁷⁹.

Fuente: Osinermin

Elaboración: Comisión de Defensa de la Libre Competencia

INDECOPI indica que la operación no reduciría el número de agentes y no podría generar efectos en este mercado.

Por otro lado, el mercado de energía para usuarios libres también puede ser analizado en un ámbito local, como el área de concesión de las empresas de distribución. Dentro del área de concesión de Luz del Sur, Engie fue la empresa que más energía suministró a usuarios libres con un 28.5%, en segundo lugar, Grupo Enel con un 24.6% y Sempra con el 12.6%. Por su parte, el HHI del mercado de usuarios libres en el área de concesión de

Ventas de energía eléctrica a usuarios libres en el área de concesión de Luz del Sur (GWh), setiembre 2019

Grupo	Empresa	GWh	Participación individual	Participación del Grupo
Estado	Electricidad del Perú - Electroperú S.A	4,7	0,1	0,9
	Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A - Egemsa	20,8	0,6	
	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. - San Gabán	3,9	0,1	
	Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A. - Egesur	4,4	0,1	
Engie	Engie Energía Perú S.A. - Engie	1 035,2	28,5	28,5
Enel	Enel Generación Perú S.A.A.	868,3	23,9	24,6
	Enel Generación Piura S.A.	27,4	0,8	
AEF	Termochilca SA	83,8	2,3	2,3
Celepsa	Compañía Eléctrica El Platanal S.A. - Celepsa	350,3	9,6	9,6
Sempra	Luz del Sur S.A.A.	91,2	2,5	12,6
	Inland Energy	366,2	10,1	
ISQ	Kallpa Generación S.A.	267,2	7,4	7,7
	Orazul Energy Perú S.A.	13,6	0,4	
Statkraft	Statkraft Perú S.A.	327,1	9,0	9,0
Colbún-ADIA-Sigma	Fénix Power Perú S.A.	8,9	0,2	0,2
Otros	SDF Energía S.A.C.	4,8	0,1	0,1
	Empresa de Generación Huanza S.A.	1,2	0,0	0,0
	Huaura Power Group S.A	1,3	0,0	0,0
	Eléctrica Santa Rosa S.A.C.	154,3	4,2	4,2
Total		3 634,77	100,00	100,00
HHI				1 834,71

Fuente: Osinergmin
Elaboración: Comisión de Defensa de la Libre Competencia

Luz del Sur fue de 1834.71 por lo que se trata de un mercado moderadamente concentrado. El detalle de las ventas de energía eléctrica a usuarios libres en el área de concesión de Luz del Sur GWh para setiembre de 2019 es el siguiente:

INDECOPI identifica que solo Sempra participa en el mercado de usuarios libres en el área de concesión de Luz del Sur. En este sentido, la operación no reduciría el número de agentes y no podría generar efectos en este mercado.

Ahora que se ha descrito como se encontraba constituido el mercado de suministro de energía eléctrica para los usuarios libres en general, se pasará a desarrollar brevemente la evaluación que hizo INDECOPI sobre el mercado de usuarios libres, pero entre distribuidoras y usuarios libres.

INDECOPI identifica que las posibles conductas que podría implementar Luz del Sur para negar acceso de sus competidores a su red de distribución se encuentran limitadas por la regulación. Así el artículo 34 de la Ley de Concesiones Eléctricas establece que las

empresas de distribución están obligadas a permitir el acceso y la utilización de sus sistemas por parte de terceros. Este procedimiento para regular las condiciones uso y libre acceso a las redes eléctricas se encuentra recogido en la Resolución de Consejo Directivo del OSINERGMIN 091-2003-OS-CD, Procedimiento para fijar las condiciones de uso y acceso libre a los Sistemas de Transmisión y Distribución Eléctrica.

Otra de las conductas que restringen la competencia pero que no pueden ser desarrolladas por Luz del Sur es la de incrementar los precios a los agentes competidores que deseen acceder a su red, esto porque la Ley de Concesiones Eléctricas establece que las tarifas por uso de la red de distribución están sujetas a regulación.

Pero si existen otras conductas que puede realizar Luz del Sur que no tienen una limitación expresa en la regulación y podría facilitarse o fortalecerse con la operación de concentración. Una de estas es la referida a la exoneración del plazo de un año realizada por Luz del Sur a aquellos usuarios regulados que deciden migrar a usuarios libres y contratar con dicha empresa. Para que esto ocurra, se debe tener en cuenta la cantidad de energía disponible con la que cuenta Luz del Sur para establecer contratos con usuarios libres.

Dentro del área de Concesión de Luz del Sur se consumieron 4223-5 GWh durante el 2018 y 3 634.8 GWh a septiembre de 2019. La empresa que más suministró a usuarios libres fue Engie con 28.5%, seguida por Grupo Enel con un 24.6% y Sempra con el 12.6% a setiembre de 2019.

INDECOPI identifica que, con la operación de concentración, se incrementaría la capacidad de generación del agente verticalmente integrado en la medida que se incorporaría la Central Hidroeléctrica Chaglla y la Central Hidroeléctrica San Gabán II, en construcción. Pero, a pesar de que la Central Hidroeléctrica Chaglla puede entregar hasta 2105,6GWh al año, tiene un contrato de suministro de energía con Electroperú mediante la cual se compromete a entregar 285MW (1863.6 GWh) por 15 años hasta el 2031. Por ende, solo tendría disponible 242.1GWh para establecer contratos, lo cual le permite cubrir el 5.7% de la energía que consumen los usuarios libres dentro del área de concesión de Luz del Sur.

La Central Hidroeléctrica San Gabán II se encuentra en construcción y tiene prevista su entrada al mercado el 2024. Esta central puede entregar hasta 1079 GWh al año, sin embargo, solo tendría 270 GWh disponibles para establecer contratos que podría cubrir

el 5.2% de la energía que consumirían los usuarios libres dentro del área de concesión de Luz del Sur en el 2024.

Es así que INDECOPI identifica que la operación de concentración no le permitiría a la empresa concentrada suministrar el total de energía que los usuarios libres demandan dentro del área de concesión de Luz del Sur, debido a que una parte importante de la generación adicional que concentraría ya se encuentra comprometida.

En segundo lugar, para los usuarios que pueden escoger entre la condición de usuario regulado o libre, se observa que un gran número de usuarios optaron por convertirse en usuarios libres en el área de concesión de Luz del Sur en el periodo entre 2016 y 2018. Como se ha indicado en el subproblema jurídico anterior, para el cambio de condición se debe comunicar dicha decisión con un año de anticipación. INDECOPI indica que Luz del Sur tiene la posibilidad de exonerar del plazo de preaviso de un año a los usuarios regulados que lo mantienen como suministrador cuando cambian de condición a usuario libre.

Durante el año 2016 fueron 135 usuarios que migraron dentro del área de concesión de Luz del Sur. El 2017 fueron 160, el 2018 fueron 131 y a septiembre de 2019 fueron 112. Todos estos usuarios libres que antes eran regulados pudieron contratar con diferentes empresas. En el área de concesión de Luz del Sur compiten empresas de generación y Luz del Sur.

Para el año 2016 Luz del Sur era la empresa más importante del suministro a clientes libres del mercado, suministrando el 42% de la potencia contratada. Para el año 2017 Luz del Sur solo suministró el 24%. El año 2018 Luz del Sur solo suministró el 25%. Por último, a septiembre de 2019 Luz del Sur suministró el 22%. Es así como Luz del Sur logró captar una parte de los usuarios que decidieron cambiar de condición de reguladas a libres dentro de su área de concesión entre el 2016 y septiembre de 2019, siendo la tendencia decreciente.

INDECOPI, sobre este mercado, indica que resulta poco probable que la operación de concentración genere efectos anticompetitivos significativos en el suministro de energía eléctrica de usuarios libres que antes eran usuarios regulados.

Con esto termina el análisis del presente problema jurídico, habiéndose identificado las principales características del mercado de suministro a clientes libres, desarrollando los

riesgos que indica INDECOPI que pueden afectar la competencia con la operación de concentración.



5.3. Problema Jurídico Principal 3: Sobre las medidas para contrarrestar los posibles efectos de la Operación de Concentración. ¿Se cumplieron con los requisitos de idoneidad, necesidad y análisis de proporcionalidad en sentido estricto? O ¿Pudieron adoptarse otras medidas?

El presente apartado iniciará por identificar las opciones con las que cuenta el INDECOPI al momento de resolver una solicitud de autorización de control de concentraciones. Identificando las medidas que puede adoptar, como y donde se encuentran reguladas para terminar por identificar las medidas utilizadas en el caso concreto. En un segundo momento se analizará si es que estas medidas cumplieron el análisis de proporcionalidad. Para ello primero se definirán los conceptos relacionados con el análisis de proporcionalidad para identificar si es que las medidas que se adoptaron fueron las que correspondían.

5.3.1. Subproblema subordinado 1: ¿Cómo se encuentran reguladas las medidas para contrarrestar los posibles efectos de la operación de Concentración?

La Ley 26876, Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico, aplicable al presente caso, establece en el artículo 5 lo siguiente:

Artículo 5.- Si de la investigación o del procedimiento respectivo resultará que los actos de concentración pudiesen tener como efecto el disminuir, dañar o impedir la competencia y la libre concurrencia, la Comisión de Libre Competencia o el Tribunal de Defensa de la Competencia, en su caso, podrán adoptar las siguientes medidas:

- a) Sujetar la realización de dicho acto al cumplimiento de las condiciones que determine;*
- b) Ordenar la desconcentración parcial o total de lo que se hubiere concentrado indebidamente, la terminación del control o la supresión de los actos, según corresponda. El ejercicio directo o indirecto del control a través del ejercicio del derecho de voto de las acciones o de cualquier otro acto jurídico que confiera el control sobre la empresa objeto de concentración, quedará en suspenso hasta el cumplimiento definitivo del mandato de desconcentración.*

Como se puede apreciar, la normativa prevé que en caso se presenten riesgos de afectación a la competencia el INDECOPI puede autorizar la operación con condiciones. Estas son de dos tipos, estructurales y conductuales y la doctrina los define de la siguiente manera:

Sobre el particular, cabe señalar que las condiciones a ser impuestas por el INDECOPI pueden ser estructurales o conductuales (o de comportamiento). Las condiciones estructurales se refieren a la reasignación de derechos de propiedad, tales como la venta de activos. Por el contrario, las condiciones conductuales están destinadas a restringir los derechos de propiedad y/o la libertad económica, tales como la obligación de abstenerse de participar de las licitaciones convocadas por el Estado o no ejercer el derecho a voto dentro de una asociación.
(Manayalle & FLoríndez, 2020)

A partir de la cita anterior es posible indicar que las condiciones estructurales están relacionadas con la modificación de la estructura de la empresa involucrada en la operación de concentración o de su grupo económico, a partir de, por ejemplo, la venta de activos. Por otro lado, las condiciones conductuales, tienen que ver con prohibiciones que realiza la autoridad de competencia sobre el administrado, como por ejemplo no ejercer derecho a voto en una asociación.

Ahora bien, con respecto a las condiciones impuestas en el caso concreto. Se Resuelve autorizar la operación de concentración empresarial notificada por China Yangtze Power International (Hong Kong) Co. Limited, sujetándola a la siguiente condición aplicable a la adquisición de energía eléctrica por parte de Luz del Sur S.A.A. para abastecer a los usuarios regulados:

Hasta el año 2030, la distribuidora no podrá recurrir directamente a la generación de su grupo económico para abastecerse de energía eléctrica. Si Luz del Sur desea abastecerse de energía eléctrica y que las generadoras de su grupo económico participen en tal suministro, deberá emplear los siguientes mecanismos competitivos: (i) el procedimiento de licitación establecido en la Ley 28832; o (ii) un concurso privado, que permita la participación de competidores. Para tales efectos, el concurso privado deberá cumplir con los siguientes requisitos:

- Respetar el principio de libre concurrencia y competencia desarrollado en la presente resolución.
- Publicar en su portal web y en uno de los diarios de mayor circulación nacional, la convocatoria, bases y resultados del concurso.
- Informar previamente a la Secretaría Técnica sobre la convocatoria del concurso.

Como se puede apreciar, para la operación de concentración materia de análisis, INDECOPI decide aprobar la operación imponiendo condiciones de tipo conductual. Establece que se debe seguir mecanismos para abastecerse de energía eléctrica y que las generadoras de su grupo económico no participen en el suministro. Con esto se ha identificado y desarrollado brevemente los conceptos de condiciones a la operación e identificado cuales son los que se imponen en el caso concreto.

5.3.2. Subproblema subordinado 2: ¿La medida adoptada cumplió con el análisis de razonabilidad?

Como ya se ha indicado en el apartado anterior, INDECOPI aprueba la operación con condiciones de tipo conductual. En el presente apartado se analizará si es que dicha condición cumple con el análisis de razonabilidad o era posible conseguir los mismos objetivos con medidas diferentes. Para esto se seguirá el siguiente esquema, primero se indicará lo que menciona INDECOPI al momento de llevar a cabo el test de razonabilidad y por último se dará un breve comentario de si la condición cumple o no con el test de razonabilidad.

Sobre el teste de razonabilidad desarrollado por el INDECOPI, este considera que se cumple con el análisis de idoneidad, necesidad y proporcionalidad en sentido estricto. Sobre el análisis de idoneidad indica que la condición que se le impone a Luz del Sur – consistente en no recurrir directamente a la generación de su grupo económico para abastecerse de energía eléctrica - permite alcanzar el objetivo buscado – en evitar un posible cierre de mercado como consecuencia del suministro directo de energía entre Luz del Sur y la generación de su grupo económico.

Por medio de la condición, se permite que en la contratación de energía por su parte de Luz del Sur no se privilegie su generación vinculada, promoviendo la participación de generadores competidores, y reduciendo, adicionalmente, posibles factores que restringen la entrada de nueva generación o limitan la expansión de generación existente. El plazo establecido para esta condición va de la mano con el análisis del riesgo a la competencia identificado, es decir hasta el año 2030.

Sobre la factibilidad de implementación y monitoreo de la condición, el INDECOPI indica que, al tratarse de un sector regulado, existe información de fácil acceso que permite supervisar la implementación de la condición y, por tanto, asegurar su ejecución. Sobre las licitaciones establecidas por la Ley 28832, el procedimiento es supervisado por el OSINERGMIN. La ejecución de este mecanismo cuenta con información disponible través del portal web de OSINERGMIN y de la colaboración interinstitucional entre entidades. Sobre los concursos privados, la propia condición establece parámetros que permiten su publicidad y por lo tanto un monitoreo adecuado.

Por último, sobre los incentivos que tienen las empresas generadores competidoras de supervisar el cumplimiento de la condición, la medida fomenta la participación de dichas empresas en el suministro de energía de Luz del Sur, por tanto, genera incentivos para que estén alertas a su implementación.

Sobre el análisis de necesidad, tomando en cuenta que no existe otro mecanismo alternativo menos gravoso que permita evitar una afectación de tal naturaleza – entendiendo esta como el cierre del mercado – INDECOPI ha evaluado otras alternativas que también permitirían contrarrestar el riesgo de la competencia previamente identificado.

Una alternativa era denegar la operación y con esto evitar que se produzca un cierre de mercado. Otra alternativa es dictar una condición estructural, consistente en que el grupo CTG se desprenda de determinados activos de generación, para que Luz del Sur no pueda recurrir a las generadoras de su grupo económico para cubrir toda su demanda. Ambas condiciones son aún más gravosas para el administrado toda vez que por un lado se estaría prohibiendo la operación y por el otro afectados los derechos de propiedad.

Por su parte, Luz del Sur indicó como medida menos gravosa que el INDECOPI evalúe, y de ser el caso, sanciones el cierre de mercado como una práctica anticompetitiva de concretarse a futuro. Sin embargo, esta alternativa no cumple con el objetivo perseguido, que es evitar que se produzca una afectación a la competencia.

En tercer y último lugar, sobre el análisis de proporcionalidad en sentido estricto, el INDECOPI indica que se logra proteger el bien jurídico de la libre competencia en un alto grado y, a su vez, evitar una posible afectación a los consumidores, a través de una restricción leve a la libertad contractual de las empresas.

Sobre lo que ocurriría en el caso en el que las condiciones impuestas no sean respetadas. El artículo 6 de la Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico Ley N° 26876 indica lo siguiente:

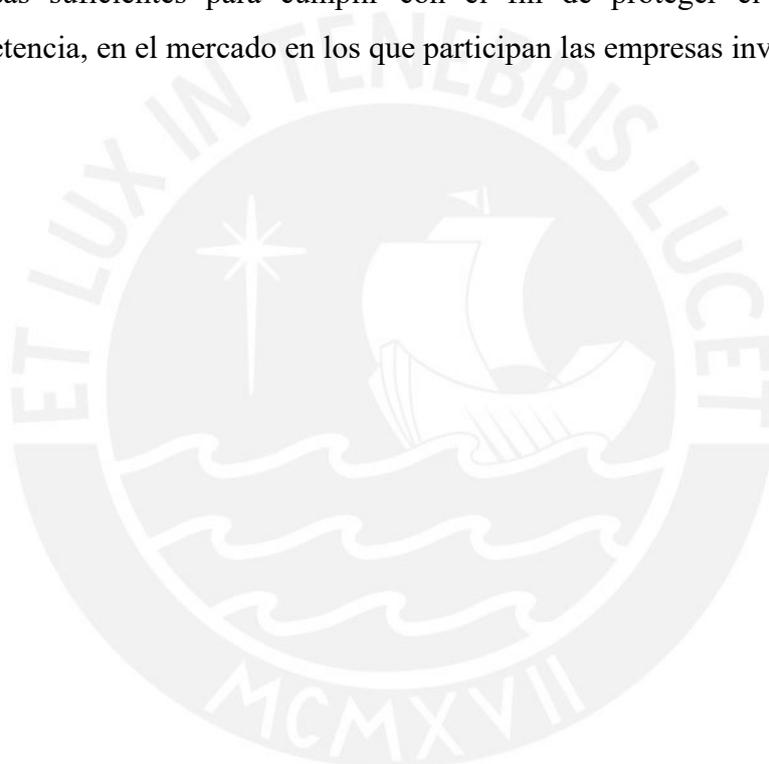
Artículo 6.- La Comisión de Libre Competencia del INDECOPI podrá imponer a las personas o empresas a que se refiere el Artículo 4 de la presente Ley, multas por un importe no mayor a 500 UIT cuando: omitan la presentación de la solicitud de autorización de un acto de concentración antes de ser efectuado, suministren datos inexactos en la solicitud presentada o en respuesta a los requerimientos de la Comisión, o no proporcionen la información dentro de los plazos establecidos.

Sin perjuicio de lo señalado en el párrafo precedente, la Comisión podrá importar multas de hasta el 10% de las ventas o ingresos brutos percibidos por las empresas que desarrollan alguna actividad eléctrica en el territorio nacional, involucradas directa o indirectamente en la concentración -en los términos establecidos en el Artículo 3 de la presente Ley-, correspondientes al año inmediato anterior a la decisión de la Comisión, a las personas o empresas a que se refiere el Artículo 4 de la misma, que: realicen el acto de concentración omitiendo solicitar su autorización previa o lo lleven a cabo luego de presentada la solicitud pero antes de la decisión de la Comisión o del Tribunal, realicen un acto de concentración declarado incompatible por tener como efecto el disminuir, dañar o impedir la competencia y la libre concurrencia

mediante decisión de la Comisión o no cumplan con las medidas ordenadas mediante decisión adoptada por la Comisión.

Como se puede apreciar, el INDECOPI se encuentra facultado, por la norma aplicable al caso concreto, a establecer sanciones a las empresas involucradas en las operaciones de concentración empresarial que no cumplan con las condiciones impuestas por el INDECOPI al momento de autorizar la operación.

Por último, con respecto a si es que el INDECOPI estableció condiciones a la operación razonables, considero que sí. Toda vez que no existen medidas menos gravosas suficientes para cumplir con el fin de proteger el bien jurídico, competencia, en el mercado en los que participan las empresas involucradas.



6. Conclusión General

- Sobre el mercado de distribución para atender a usuarios regulados en el sector eléctrico peruano, es pertinente indicar que son usuarios regulados los que tengan una demanda máxima inferior a los 200 kW, estos son atendidos únicamente por distribuidores y no tienen la capacidad de negociar el precio que pagan por el servicio eléctrico, por lo que pagan un precio regulado por el OSINERGMIN. Para satisfacer la demanda, los distribuidores tienen la obligación de garantizar la demanda para usuarios regulados por los siguientes veinticuatro meses como mínimo. Esta demanda puede ser satisfecha de dos maneras, por contratos resultantes de licitaciones y por contratación directa.
- Sobre las restricciones verticales, las operaciones de concentración empresarial en el sector eléctrico pueden ser de dos tipos, horizontales, cuando se trate de dos o más empresas que operen en el mismo peldaño de la cadena de producción. Son verticales, cuando se trate de dos o más empresas que operen en diferentes peldaños de la cadena de producción del sector eléctrico. Dentro de las concentraciones horizontales, pueden darse afectaciones a la competencia de manera coordinada o no coordinada. Los no coordinados se generan a raíz de la exclusión o cierre del mercado y los coordinados a partir de que con la concentración dos o más empresas que antes no actuaban de manera coordinada, ahora lo hagan. Las pertinentes para el caso concreto, son las operaciones de concentración empresarial verticales, de efecto coordinado.
- Sobre el cierre de clientes y la posibilidad de que se de en el caso concreto, la Comisión considera que la empresa concentrada podría darle prioridad en la contratación de suministro para usuarios regulados a la nueva generación vinculada lo que causaría una restricción al acceso de generadores competidores. INDECOPI considera que el riesgo de que se desarrolle el cierre de clientes es factible a largo plazo, a partir del 2028 cuando Luz del Sur ya no cuente con toda la potencia contratada para satisfacer la demanda de clientes libres.
- Sobre el mercado de usuarios libres e el sector eléctrico peruano, son usuarios libres aquellos que su consumo sea mayor a 2500kW y pueden elegir ser usuarios libres o regulados los que se encuentren entre los 200kW Y los 2500kW. Existen una serie de requisitos para poder pasar de ser un cliente libre a un cliente regulado. Los suministradores a usuarios libres pueden ser generadores o

distribuidores. La normativa establece características esenciales de la contratación y regula los criterios relacionados con los cortes y reconexiones y las tarifas que deben ser pagadas por el uso de las redes de distribución y las líneas de transmisión.

- Sobre las posibles conductas que restringirían la competencia en el mercado de usuarios libres suministrado por distribuidoras contemplados en el caso concreto por el INDECOPI, el INDECOPI indica que la operación no reduciría el número de agentes y por lo tanto no se generarían efectos en el mercado de usuarios libres, toda vez que la única empresa involucrada en la operación que participa en el mercado es Sempra. Sobre el mercado de suministro a clientes libres que antes eran regulados, INDECOPI indica que es poco probable que la operación de concentración genere efectos anticompetitivos.
- Sobre la regulación de las medidas para contrarrestar los posibles efectos de la operación de concentración, la normativa prevé que en caso se presenten riesgos de afectación a la competencia, el INDECOPI puede autorizar una operación con condiciones. Estas condiciones pueden ser de dos tipos, estructurales y conductuales. Las estructurales son aquellas relacionadas con la modificación de la estructura de la empresa involucrada en la operación de su grupo económico. Por otro lado, las conductuales, son las que tienen que ver con prohibiciones que realiza la autoridad sobre el administrado. En el caso concreto se aprobó la operación de concentración con condiciones de tipo conductual, estableciéndose que se debe seguir mecanismos para abastecerse de energía eléctrica y que las generadoras de su grupo económico no participen en el suministro.
- Sobre si la medida adoptada cumplió con el análisis de razonabilidad, considero que sí, toda vez que decidió por condiciones de tipo estructural para proteger el bien jurídico relevante para el caso concreto, estableciendo los mecanismos menos gravosos o perjudiciales para los administrados, sin desproteger la competencia.

7. Bibliografía

1. Aguirre Ramírez, M. (2017). Invirtiendo en la industria de transmisión eléctrica: ¿cómo mitigar el riesgo regulatorio vinculado a la modificación de las normas tarifarias aplicables a la actividad de transmisión eléctrica en el Sistema Garantizado de Transmisión? *Forseti Revista de derecho*(7).
2. Banco Central de la Reserva del Perú. (2009). Concentración en el Mercado Financiero Peruano. Lima: Reporte de Estabilidad Financiera.
3. Bonifaz, J. L., & RodríguezPardina, M. (2001). Distribución Eléctrica en el Perú: Regulación y eficacia. Lima: Universidad del Pacífico. Centro de Investigación .
4. Dammert Lira, A., Molinelli Aristondo, F., & Carbajal Navarro, M. A. (2011). Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano . Lima: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
5. Manayalle, A., & Floríndez, F. (2020). Comentarios al procedimiento de control de concentraciones en el sector eléctrico peruano. Lima: Forseti. Revista de Derecho.
6. Montoya Pardo, M. F. (2015). Tesis Doctoral: El control de las concentraciones empresariales en el sector eléctrico. Madrid: Universidad Complutense de Madrid - Facultad de derecho - Departamento de Derecho Mercantil.
7. Pérez Molina, M. A. (2015). Tesis Doctoral: La evaluación Antitrust de las Concentraciones de Empresas en la Unión Europea . Córdoba : Universidad de Córdoba - Facultad de derecho y ciencias económicas y empresariales - Departamentode Derecho Público y Económico - Area de Derecho Mercantil - .
8. Quiñones Alayza, M. T. (2016). Inversiones extranjeras en el sector energético en el Perú. *Inversiones Extranjeras en el Sector Energético en Latinoamérica* , 577-613.
9. Salinas Rivas, S. (2006). La Ley antimonopolio y antioligopolio en el sector eléctrico: ¿sobreregulando el mercado? *Ius Et Veritas*(33), 151-160.
10. Tover Mena, T. (2005). A Propósito del control de fusiones. *Ius Et Veritas*(30), 61-82.



PERÚ

Presidencia
del Consejo de Ministros

INDECOPI



Firmado digitalmente por CEBRECO
GONZALEZ Maria del Pilar FAU
20133840533 soft
Motivo: Soy el autor del documento
Fecha: 30.04.2020 18:03:23 -05:00

VERSIÓN PÚBLICA

Expediente 002-2019/CLC-CON

Resolución 007-2020/CLC-INDECOPI

27 de marzo de 2020

VISTOS:

La solicitud de autorización previa de una operación de concentración empresarial en el sector eléctrico presentada por China Yangtze Power International (Hong Kong) Co. Limited (en adelante, CYPI) ante la Comisión de Defensa de la Libre Competencia (en adelante, la Comisión); los escritos presentados por CYPI el 15 de noviembre, 13 y 30 de diciembre de 2019, 13, 17 y 24 de enero de 2020, 18, 27 y 28 de febrero de 2020 y 09, 12, 18, 23 y 24 de marzo de 2020; el Informe 007-2020/ST-CLC-INDECOPI del 14 de enero de 2020 emitido por la Secretaría Técnica de la Comisión de Defensa de la Libre Competencia (en adelante, la Secretaría Técnica); la Resolución 002-2020/CLC-INDECOPI emitida por la Comisión el 27 de enero de 2020, las opiniones remitidas por el Ministerio de Energía y Minas (en adelante, Minem) y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante, Osinergmin) el 6 y 24 de enero de 2020, respectivamente; los escritos presentados por Kallpa Generación S.A. (en adelante, Kallpa) el 5 y 18 de noviembre de 2019 y el 13 y 16 de enero de 2020, el escrito presentado por Engie Energía Perú S.A. (en adelante, Engie) el 19 de diciembre de 2019, el escrito presentado por Enel Generación Perú S.A.A. (en adelante, Enel) el 28 de enero de 2020, el escrito presentado por Luz del Sur el 13 de febrero de 2020; la audiencia de informe oral realizada el 26 de febrero de 2020; y, las demás actuaciones procedimentales realizadas en el expediente;

CONSIDERANDO:

I. ANTECEDENTES

1. El 30 de octubre de 2019, CYPI solicitó a la Comisión autorización para llevar a cabo una operación de concentración empresarial en el sector eléctrico. Precisarón que, a través de la referida operación, adquirirían el 100% de las acciones de Sempra Americas Bermuda Ltd (en adelante, Sempra Americas) y el 50% de las acciones de Peruvian Opportunity Company S.A.C. (en adelante, POC), obteniendo así el control de Luz del Sur S.A.A.¹ (en adelante, Luz del Sur) e Inland Energy S.A.C.² (en adelante, Inland).
2. Sobre los efectos de la operación, CYPI señaló lo siguiente:
 - (i) Dadas las reducidas participaciones que Inland y Empresa de Generación Huallaga S.A. (en adelante, Huallaga)³ tienen en el sector generación, su integración horizontal no alteraría la dinámica en este mercado, ya que no

¹ Empresa distribuidora y suministradora de energía.

² Empresa generadora y suministradora de energía.

³ Empresa que pertenece al mismo grupo económico de CYPI.

VERSIÓN PÚBLICA

reduce significativamente el número de ofertantes ni provoca que este mercado se vuelva “concentrado”. En efecto, la integración entre ambas empresas solo genera una participación conjunta de 6,2% en términos de producción de energía y de 4,5% en términos de potencia instalada. Por otro lado, esta operación tampoco alteraría de manera significativa el índice de concentración HHI⁴ del mercado *spot*; pues variaría de 1371 a 1384, considerando la producción de todos los participantes del referido mercado; y, de 1437 a 1444, considerando su capacidad instalada.

- (ii) En esa misma línea, bajo un análisis prospectivo de mediano plazo, el nivel de concentración del mercado de generación para el año 2023, considerando el HHI, sería de 1348, es decir, inferior al actual. Esta situación se debe a que los proyectos considerados en la proyección están siendo desarrollados por grupos económicos nuevos o que cuentan con una participación pequeña del mercado.
- (iii) Por otro lado, en lo que respecta a la transferencia de energía y potencia entre empresas generadoras al interior del Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional (en adelante, COES), CYPI no tiene la condición de productor pivotal⁵. Por consiguiente, la integración horizontal entre Inland y Huallaga no podría alterar unilateralmente los precios en el mercado *spot*.
- (iv) En relación con las ventas de energía y potencia de empresas generadoras a empresas distribuidoras, Inland no cuenta con contratos de suministro con distribuidoras al mercado regulado. [REDACTED]⁶. Por su parte, Huallaga tampoco tiene contratos vigentes con empresas distribuidoras de manera directa. En dicho contexto, si bien el HHI del mercado de contratos para clientes regulados es de 1920, correspondiente a un mercado “moderadamente concentrado”, el HHI no cambia luego de la operación toda vez que las empresas de generación involucradas no participan en ese mercado.
- (v) En esa misma línea, Luz del Sur no cuenta con poder de compra suficiente que pudiera ser capaz de afectar las condiciones de competencia en el mercado de generación. Haciendo un análisis prospectivo de mediano plazo hasta el 2024, se advierte que los compromisos de compra de potencia y energía asumidos por Luz del Sur hasta dicho año superan la demanda estimada; por tanto, se puede afirmar que la empresa distribuidora no

⁴ El índice de Herfindahl-Hirschman (HHI) es un índice compuesto por la suma de los cuadrados de las cuotas de participación de mercado de cada una de las empresas concurrentes en este.

⁵ Una central se considera pivotal si su capacidad de producción de energía resulta necesaria para abastecer la demanda del sistema. En esta situación, en caso de que sus plantas no se encontraran disponibles, la demanda no podría abastecerse sin la participación de esta central.

⁶ [REDACTED]

VERSIÓN PÚBLICA

requeriría la firma de nuevos contratos para el suministro de clientes regulados en el periodo 2018-2024.

- (vi) Por su lado, la empresa de generación Huallaga tiene un contrato de 284 MW con Electricidad del Perú S.A. (en adelante, Electro Perú) hasta el año 2031, lo cual le deja, en el caso extremo, solo con una potencia firme disponible equivalente a 34 MW para el suministro. Esta mínima capacidad disponible no afectaría la competencia por el suministro de energía a Luz del Sur, debido a que la empresa de generación Huallaga no está en condiciones de atenderla.
- (vii) En relación con las ventas de energía y potencia por parte de empresas de generación y distribución al mercado de clientes libres, este mercado se caracteriza por un crecimiento continuo del número de clientes libres, una mayor competencia por estos clientes y una caída del precio *spot*. Así, el número de suministros libres menores a 2500 Kw pasó de 101 a 1529 en tres años, predominando la contratación de empresas de generación.
- (viii) En ese contexto, el impacto marginal de la operación en el mercado de usuarios libres resulta insignificante. En efecto, el HHI del mercado de usuarios libres a nivel nacional es de 1826 y el correspondiente al área de concesión de Luz del Sur es de 1942, esto es un mercado moderadamente concentrado. Sin embargo, no existe una empresa que pueda considerarse como dominante en el mercado de clientes libres y aquellas que cuentan con mayor participación en dicho mercado, no tienen relación alguna con la operación. Cabe resaltar que, a nivel nacional, la venta de energía de Luz del Sur a usuarios libres apenas llega al 0,5%.
- (ix) Por consiguiente, el impacto de la operación en el mercado de usuarios libres debe analizarse considerando el cambio marginal en este mercado, provocado por la posible inclusión de Huallaga como proveedor. Sobre el particular, Huallaga cuenta con un contrato de suministro de energía vigente hasta el año 2031 con Electroperú, lo que le deja solamente 34 MW de potencia disponible para poder establecer contratos de suministro en el mercado de usuarios libres, monto que resulta marginal en comparación con los 5 269 MW que se han contratado en este mercado a nivel nacional.
- (x) Por otro lado, en caso Luz del Sur quisiera aprovechar su condición - como empresa distribuidora en su área de concesión - para negociar contratos con clientes libres, debe considerarse que: (i) los peajes de acceso a las redes de distribución se encuentran regulados por Osinergmin, no pudiéndose privilegiar en precios a las generadoras no vinculadas; y, (ii) en los últimos 4 años ha perdido más de 400 clientes en su zona de concesión, debido a la competencia existente en este mercado.
- (xi) Por último, en relación con las eficiencias que generaría la operación, se afirma que la integración horizontal entre generadores permitiría el aprovechamiento de economías de escala e incremento en la seguridad del suministro, mientras que la integración vertical entre un distribuidor y un

VERSIÓN PÚBLICA

generador permitiría reducir los costos de transacción y una reducción de costos y gastos.

- (xii) La integración horizontal entre Inland, Huallaga e Hydro Global Perú S.A.C. (en adelante, Hydro Global) permitiría unificar o compartir costos administrativos y comerciales entre las tres centrales bajo una misma gestión, generando importantes ahorros en costos.
 - (xiii) En el corto plazo, la incorporación de la Central Hidroeléctrica Santa Teresa de Inland al portafolio de generación del grupo CYPI permitiría incrementar la seguridad de suministro y, por lo tanto, la planificación financiera y comercial del grupo, debido a que dicha central hidroeléctrica se encuentra en una cuenca distinta a la central hidroeléctrica Chaglla de Huallaga y cuenta con una menor variabilidad en su despacho eléctrico a lo largo del año debido al caudal regulado que proviene del embalse Sibinacocha.
 - (xiv) La integración vertical entre Luz del Sur y Huallaga reduciría la posibilidad de la doble marginalización lo cual significaría una reducción en los precios de contratos con usuarios libres. Además, la integración vertical permitiría reducir los costos de transacción que se traduciría en menores costos de coordinación y comunicación entre las empresas integradas. Esta reducción de costos podría ser trasladada a los usuarios o retenidos en el grupo, lo que podría generar, en último caso, un mayor pago de impuesto a la renta.
3. Mediante Carta 1803-2019/ST-CLC-INDECOPI, notificada el 8 de noviembre de 2019 la Secretaría Técnica solicitó a CYPI que completen su solicitud de autorización; en específico, que precisen determinada información de las preguntas 3, 4, 5, 6 y 39 del Formulario de Notificación⁷. Dicho requerimiento fue absuelto el 15 de noviembre de 2019.
 4. Por Carta 1826-2019/ST-CLC-INDECOPI, notificada el 29 de noviembre de 2019⁸, la Secretaría Técnica solicitó a CYPI información adicional sobre la operación de concentración empresarial notificada. Dicho requerimiento fue absuelto el 13 de diciembre de 2019.
 5. Mediante Oficios 110-2019/ST-CLC-INDECOPI, 109-2019/ST-CLC-INDECOPI y 111-2019/ST-CLC-INDECOPI, notificados el 10 de diciembre, 13 de diciembre y 12 de diciembre de 2019, respectivamente, la Secretaría Técnica solicitó al

⁷ **Decreto Supremo 017-98-ITINCI que aprueba el Reglamento de la Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico (en adelante, Reglamento de la Ley 26876)**

Artículo 16.- Verificación de la información presentada. Dentro del plazo de cinco (5) días posteriores a la presentación de la Notificación, la Secretaría definirá si la información que se acompaña a la solicitud se encuentra completa. Cuando constate que no se ha presentado toda la información requerida, notificará a las personas o empresas que presentaron la solicitud para que en el plazo máximo de cinco (5) días completen la información faltante, bajo cargo de tener por no presentada la solicitud.

⁸ **Reglamento de la Ley 26876**

Artículo 17.- Requerimiento de información adicional. Vencido el plazo a que se refiere el artículo anterior o satisfecha la presentación de la información faltante, la Comisión o la Secretaría Técnica podrá solicitar dentro de los diez (10) días siguientes, datos o documentos adicionales que considere necesarios para la evaluación de la operación notificada, los que deberán ser proporcionados por los interesados dentro de un plazo máximo de diez (10) días.

**VERSIÓN PÚBLICA**

Osinergmin, Minem y Defensoría del Pueblo, respectivamente, sus opiniones sobre los efectos de la operación de concentración empresarial notificada⁹.

6. Por Oficio 116-2019/ST-CLC-INDECOPI, notificado el 23 de diciembre de 2019, la Secretaría Técnica solicitó a Osinergmin un cuadro resumen de la participación de las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras de energía eléctrica correspondiente al primer semestre de 2019 acompañado del grupo económico al que cada una de ellas pertenece. Dicha solicitud fue absuelta el 31 de diciembre de 2019.
7. Mediante Carta 1915-2019/ST-CLC-INDECOPI, notificada el 23 de diciembre de 2019, la Secretaría Técnica solicitó a CYPI precisar si las empresas Hubei Hongtai State-owned Capital Investment Operation Group Co. Ltd. y Energías de Portugal S.A. (en adelante, EDP) participaban en las actividades del sector eléctrico a través de empresas distintas a Chaglla Holdings Limited e Hydro Global. Dicho requerimiento fue absuelto el 30 de diciembre de 2019.
8. Mediante Oficio 276-2019-OS-GG del 30 de diciembre de 2019, Osinergmin solicitó un plazo adicional de quince (15) días hábiles para remitir su opinión sobre los efectos de la operación de concentración. Dicha solicitud fue atendida por la Secretaría Técnica el 8 de enero de 2020.
9. Mediante Oficio 001-2020-MINEM/VME del 6 de enero de 2020, el Minem remitió su opinión sobre los efectos de la operación de concentración. En específico, señaló que:
 - El nivel de concentración del mercado de generación, considerando el HHI, aumentaría de 1273,7 a 1284; por tanto, el mercado analizado se mantendría dentro del rango de *“moderadamente concentrado”*.
 - En el mercado de venta de energía a clientes libres, la operación de concentración conllevaría a que Luz del Sur, Inland y Huallaga se comporten como un solo agente económico, reduciendo el número de competidores en dicho mercado.
 - En el mercado de distribución y venta de energía a usuarios regulados, no habría un cambio en la participación que tiene Luz del Sur en el número de clientes. Sin embargo, no se puede descartar que dicha empresa eventualmente busque maximizar el precio de la energía adquirida para su mercado regulado a través de la oferta de generación de sus empresas vinculadas.
10. Mediante Carta 003-2020/ST-CLC-INDECOPI, notificada el 7 de enero de 2020, la Secretaría Técnica solicitó a CYPI precisar la información presentada en el

⁹ **Reglamento de la Ley 26876**

Artículo 35.- Solicitud de información a terceros. La Comisión, la Sala o la Secretaría podrán solicitar a la Comisión de Tarifas Eléctricas, al Ministerio de Energía y Minas, al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía - OSINERG y/o a cualquier otro organismo público, un informe sobre los aspectos técnicos de los servicios y/o productos vinculados a la Operación de Concentración notificada, así como a los mercados respectivos, objeto de evaluación y autorización según el presente Reglamento. En dicho caso, los organismos mencionados deberán presentar el informe requerido en un plazo no mayor de quince (15) días desde la fecha en que fue solicitado, sin que el mismo tenga carácter vinculante para la Comisión o la Sala.

VERSIÓN PÚBLICA

escrito del 13 de diciembre de 2019. Dicha solicitud fue atendida el 13 de enero de 2020.

11. Por Informe 007-2020/ST-CLC-INDECOPI del 14 de enero de 2020, la Secretaría Técnica recomendó a la Comisión ampliar el plazo para la decisión final por treinta (30) días, a efectos de profundizar el análisis de los efectos de la operación de concentración en el mercado eléctrico nacional y/o mercados relacionados.
12. Mediante Razón de Secretaría 001-2020/ST-CLC-INDECOPI del 16 de enero de 2020, la Secretaría Técnica dejó constancia de la incorporación al expediente de los siguientes documentos:
 - Escritos del 5 y 18 de noviembre de 2019 presentado por Kallpa.
 - Carta 1861-2019/ST-CLC-INDECOPI del 17 de diciembre de 2019 emitida por la Secretaría Técnica y dirigida a Kallpa.
 - Escritos del 13 y 16 de enero de 2020 presentado por Kallpa.
13. El 17 de enero de 2020, CYPi presentó sus comentarios al Oficio 001-2020-MINEM/VME emitido por el Minem.
14. Mediante Informe Técnico 2-2020-OS/GPAE del 24 de enero de 2020, Osinermin remitió su opinión sobre los efectos de la operación de concentración. En específico, señaló que:
 - El índice de la Oferta Residual de la empresa resultante en el mercado *spot* sería de 1.7. Con la entrada prevista de los proyectos de generación en cartera, el índice bajaría a 1.3 para el 2026.
 - El escenario de concentración no alteraría las actuales condiciones de mercado de los clientes libres. Sin embargo, en el supuesto de que los proyectos de Sempra Energy International Holdings N.V. (en adelante, Sempra) y China Three Gorges Corporation (en adelante, CTG) operen a partir del 2024, la empresa resultante tendrá, mediante sus generadoras vinculadas, una capacidad significativa para abastecer la potencia que Luz del Sur necesita renovar para sus clientes libres.
 - Bajo el supuesto de que los proyectos de Sempra y CTG operen a partir del 2024, las generadoras de la empresa resultante estarían en capacidad de abastecer la demanda de los clientes regulados de la empresa distribuidora mediante contratos bilaterales, cuyo precio tope es la tarifa en barra. En el caso de que otros generadores pudieran participar en la contratación y presentaran ofertas por debajo de la tarifa en barra, esto se trasladaría a los usuarios regulados mediante una menor tarifa.
 - Bajo el supuesto de que los proyectos de Sempra y CTG operen a partir del 2024 y considerando la demanda de clientes libres cuyos contratos de suministro se vencen para tal fecha, las generadoras de la empresa resultante estarían en capacidad de poder abastecer conjuntamente a los clientes libres y a los actuales clientes regulados de su distribuidora verticalmente integrada, a partir del año 2025. Cabe precisar que los clientes libres de la empresa resultante pueden negociar con otros generadores su abastecimiento, mientras los clientes regulados no poseen esa opción.

VERSIÓN PÚBLICA

15. Mediante Razón de Secretaría 002-2020/ST-CLC-INDECOPI del 24 de enero de 2019, la Secretaría Técnica dejó constancia de la incorporación al expediente de los siguientes documentos:
 - Escrito del 17 de diciembre de 2019 presentado por el Frente Nacional de los Pueblos del Perú.
 - Escrito del 19 de diciembre de 2019 presentado por Engie.
16. Mediante Resolución 002-2020/ST-CLC-INDECOPI del 27 de enero de 2020 (en adelante, la Resolución de Ampliación), la Comisión decidió declarar procedente la solicitud de autorización previa formulada por CYPI; y, amplió el plazo de evaluación de la solicitud hasta por un periodo de treinta (30) días hábiles adicionales.
17. Por Resolución 003-2020/ST-CLC-INDECOPI del 27 de enero de 2020, la Comisión se pronunció sobre la solicitud de confidencialidad presentada por CYPI mediante los escritos del 30 de octubre y 13 de diciembre de 2019.
18. Mediante Razón de Secretaría 004-2020/ST-CLC-INDECOPI del 3 de febrero de 2020, la Secretaría Técnica dejó constancia de la incorporación al expediente del escrito del 28 de enero de 2020 presentado por Enel.
19. Mediante Carta 107-2020/ST-CLC-INDECOPI, notificada el 3 de febrero de 2020¹⁰, la Secretaría Técnica solicitó a CYPI información adicional sobre la operación de concentración empresarial notificada. Dicho requerimiento fue absuelto el 18 de febrero de 2020.
20. Mediante Informe 047-2020-MINEM/DGE del 3 de febrero del 2020, el Minem precisó determinados aspectos de la recomendación brindada mediante Informe 003-2020-MINEM/DGE.
21. El 6 de febrero de 2020, CYPI solicitó una audiencia de informe oral ante la Secretaría Técnica¹¹. Dicha solicitud fue atendida por la Secretaría Técnica mediante Carta 141-2020/ST-CLC-INDECOPI notificada el 17 de febrero del 2020. La audiencia de informe oral se realizó el 26 de febrero del 2020¹².

¹⁰ **Reglamento de la Ley 26876**

Artículo 25.- Ampliación del plazo para la decisión de la Comisión. Si la Comisión adopta la decisión señalada en el Artículo 24 inciso c) del presente Reglamento, podrá solicitar a las Personas y empresas que efectuaron la Notificación aclaren, amplíen, expliquen o precisen la información presentada. Las Personas o empresas que efectuaron la Notificación deberán cumplir con el requerimiento dentro de un plazo máximo de diez (10) días, aclarando, ampliando, explicando o precisando la información. Una vez satisfecho dicho requerimiento, la Comisión tendrá un plazo improrrogable de treinta (30) días para pronunciarse autorizando o desaprobandando la realización de la Operación de Concentración.

¹¹ **Reglamento de la Ley 26876**

Artículo 22.- Audiencias con los interesados. Antes de adoptar las decisiones previstas en los Artículos 24 o 25 del presente Reglamento y en cualquier etapa del procedimiento, la Comisión o la Sala ofrecerá a las Personas, empresas o asociaciones de empresas que notificaron la operación la oportunidad de expresar sus puntos de vista.

¹² Participaron los representantes de las empresas involucradas en la operación de concentración. En específico, los representantes de CYPI, China Yangzte Power Co. Limited, Sempra y Luz del Sur.

**VERSIÓN PÚBLICA**

22. Mediante Razón de Secretaría 009-2020/ST-CLC-INDECOPI del 17 de febrero de 2020, la Secretaría Técnica dejó constancia de la incorporación al expediente del escrito del 13 de febrero de 2020 presentado por Luz del Sur S.A.A.
23. Mediante Cartas 121-2020/ST-CLC-INDECOPI¹³, 123-2020/ST-CLC-INDECOPI¹⁴, 124-2020/ST-CLC-INDECOPI¹⁵, 125-2020/ST-CLC-INDECOPI¹⁶, 126-2020/ST-CLC-INDECOPI¹⁷, 127-2020/ST-CLC-INDECOPI¹⁸, 128-2020/ST-CLC-INDECOPI¹⁹, 129-2020/ST-CLC-INDECOPI²⁰ y 130-2020/ST-CLC-INDECOPI²¹, la Secretaría Técnica solicitó a 9 empresas información sobre su vinculación con la Comisión Estatal para la Supervisión y Administración de los Activos del Estado Chino (en adelante, SASAC); y las posibles relaciones comerciales con Empresa Generación Huallaga S.A., Hydro Global Perú S.A.C. e Inland Energy S.A.C. Dichos requerimientos fueron absueltos el 18, 19, 21 y 26 de febrero del 2020.
24. Mediante Carta 146-2020/ST-CLC-INDECOPI notificada el 20 de febrero de 2020, la Secretaría Técnica solicitó a CYPI información adicional sobre la operación de concentración empresarial notificada. Dicho requerimiento fue absuelto el 27 de febrero de 2020.
25. El 28 de febrero de 2020, CYPI presentó el Informe “Evaluación de las principales observaciones de la Secretaría Técnica del Indecopi con respecto a la operación de concentración entre Sempra Energy y China Three Gorges en el Informe 007-2020/ST-CLC-INDECOPI”.
26. Mediante Oficio 080-2020-DP/AMASPPI del 2 de marzo del 2020, la Defensoría del Pueblo solicitó a la Secretaría Técnica una copia de las opiniones emitidas por el Minem y el Osinergmin. Dicha solicitud fue atendida por la Secretaría Técnica el 6 de marzo de 2020.
27. Mediante Razón de Secretaría 011 y 012-2020/ST-CLC-INDECOPI del 3 y 9 de marzo de 2020, respectivamente, la Secretaría Técnica dejó constancia de la incorporación al expediente de los escritos del 28 de febrero y 4 de marzo de 2020 presentados por Luz del Sur S.A.A.

¹³ La Carta 121-2020/ST-CLC-INDECOPI dirigida a Conelsur LT S.A.C fue notificada el 12 de febrero de 2020.

¹⁴ La Carta 123-2020/ST-CLC-INDECOPI dirigida a Sapet Development Perú Inc Sucursal Perú fue notificada el 12 de febrero de 2020.

¹⁵ La Carta 124-2020/ST-CLC-INDECOPI dirigida a China Minmetals Nonferrous Metals Perú S.A.C fue notificada el 18 de febrero de 2020.

¹⁶ La Carta 125-2020/ST-CLC-INDECOPI dirigida a Minera Chinalco Perú S.A. fue notificada el 12 de febrero de 2020.

¹⁷ La Carta 126-2020/ST-CLC-INDECOPI dirigida a Shougang Hierro Perú S.A.A. fue notificada el 12 de febrero de 2020.

¹⁸ La Carta 127-2020/ST-CLC-INDECOPI dirigida a Minera Shouxin Perú S.A. fue notificada el 12 de febrero de 2020.

¹⁹ La Carta 128-2020/ST-CLC-INDECOPI dirigida a Rio Blanco Copper S.A. fue notificada el 12 de febrero de 2020.

²⁰ La Carta 129-2020/ST-CLC-INDECOPI dirigida a Lumina Copper S.A.C fue notificada el 13 de febrero de 2020.

²¹ La Carta 130-2020/ST-CLC-INDECOPI dirigida a Jinzhao Mining Peru S.A. fue notificada el 12 de febrero de 2020.

VERSIÓN PÚBLICA

28. El 9 de marzo de 2020, CYPI presentó argumentos adicionales para sustentar su solicitud de autorización de la operación de concentración.
29. Mediante Razón de Secretaría 013-2020/ST-CLC-INDECOPI del 11 de marzo de 2020, la Secretaría Técnica dejó constancia de la incorporación al expediente del escrito del 6 de marzo de 2020 presentado por Kallpa.
30. El 12 de marzo de 2020, CYPI informó sobre la creación de una empresa vehículo denominada Yangtze Andes Holding Co., Limited (en adelante, Yangtze Andes), quien finalmente asumiría la titularidad de los derechos y acciones correspondientes a la operación notificada. Precisaron que CYPI es titular del 100% de las acciones de Yangtze Andes, por lo que su creación no afecta de modo alguno el análisis de la operación.
31. El 18 y 23 de marzo de 2020, CYPI solicitó a la Comisión se emita una decisión sobre la operación de concentración antes del 30 de marzo de 2020. Para tales efectos, adjuntaron un informe legal que desarrolla y sustenta que el Decreto de Urgencia N° 026-2020 únicamente suspende plazos de tramitación, mas no exime ni impide que la autoridad continúe ejerciendo su labor, resolviendo los procedimientos a su cargo.
32. El 24 de marzo de 2020, CYPI solicitó que cualquier documento que se presente o emita en el marco de este procedimiento sea notificado vía correo electrónico.

II. DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN NOTIFICADA

33. La adquirente, CYPI, es una empresa cuyo accionista principal es CTG. En Perú, el Grupo CTG participa en las actividades del sector eléctrico, a través de las siguientes empresas:
 - (I) Hydro Global²², empresa de generación eléctrica, concesionario del proyecto en construcción Central Hidroeléctrica San Gabán III, con una potencia efectiva de 205,8 MW.
 - (II) Huallaga²³, empresa de generación eléctrica, concesionaria del proyecto en construcción Central Hidroeléctrica Chaglla, con una potencia efectiva de 461,4 MW.
34. En el siguiente gráfico se puede advertir la estructura accionarial del Grupo CTG y su participación en Perú, antes de la operación de concentración notificada²⁴:

22

23

²⁴ Para una mayor comprensión, en el gráfico se han omitido determinadas empresas vehículo existentes entre el Grupo CTG y las empresas Hydro Global y Huallaga. Esta omisión no altera de modo alguno la estructura accionarial de los referidos agentes económicos.



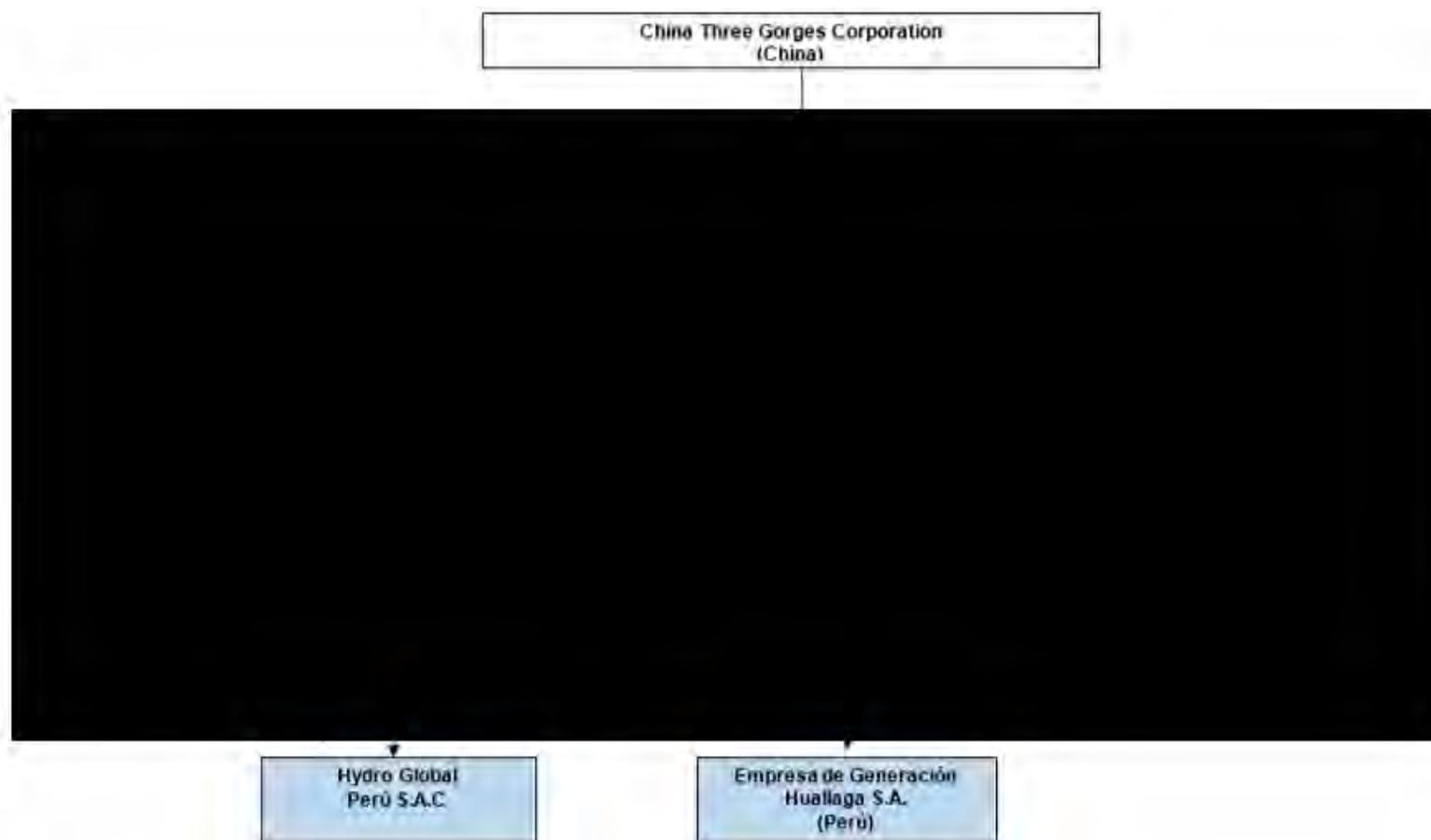
PERÚ

Presidencia
del Consejo de Ministros

INDECOPÍ

VERSIÓN PÚBLICA

Gráfico 1
Estructura accionarial del Grupo CTG antes de la operación de concentración

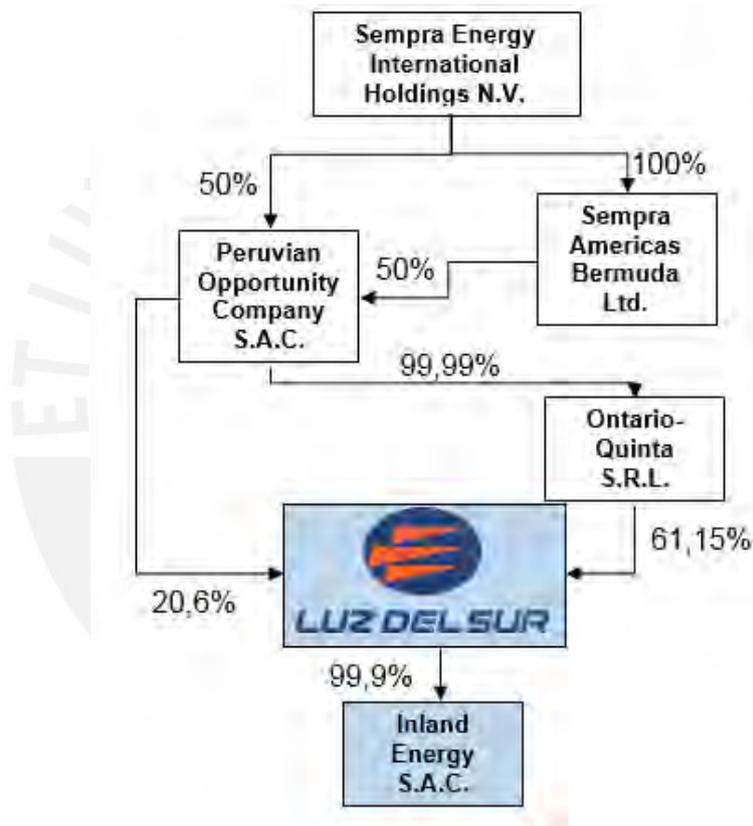


Fuente: CYPI
Elaboración: Comisión de Defensa de la Libre Competencia

VERSIÓN PÚBLICA

35. Por otro lado, la vendedora es Sempra, una empresa que participa en las actividades de generación y distribución eléctrica en Perú, a través de Inland Energy S.A.C. y Luz del Sur S.A.A, respectivamente.
36. En el siguiente gráfico se puede advertir la estructura accionarial de Sempra y su participación en Perú, antes de la operación de concentración notificada:

Gráfico 2
Estructura accionarial de Sempra antes de la operación de concentración



Fuente: CYPI

Elaboración: Comisión de Defensa de la Libre Competencia

37. La operación notificada consiste en la adquisición por parte de CYPI a Sempra del 100% de las acciones de Sempra Americas y el 50% de las acciones de POC, obteniendo así el control de Luz del Sur e Inland.
38. Para llevar a cabo la operación, CYPI y Sempra suscribieron un Acuerdo de Compra y Venta de acciones el 27 de setiembre de 2019. De acuerdo con el referido contrato²⁵, para la ejecución de la operación de concentración es necesaria la aprobación de la autoridad peruana de competencia.

²⁵ Ver Cláusula 7.1. del Acuerdo de Compra y Venta de acciones.

VERSIÓN PÚBLICA

39. El 26 de febrero de 2020, CYPI y Yangtze Andes (sociedad constituida por CYPI²⁶) suscribieron un contrato de cesión mediante el cual la primera cedió su posición contractual en el Acuerdo de Compra y Venta a favor de la segunda.
40. En el siguiente gráfico se puede advertir la estructura accionarial del Grupo CTG, de aprobarse la operación de concentración notificada²⁷:

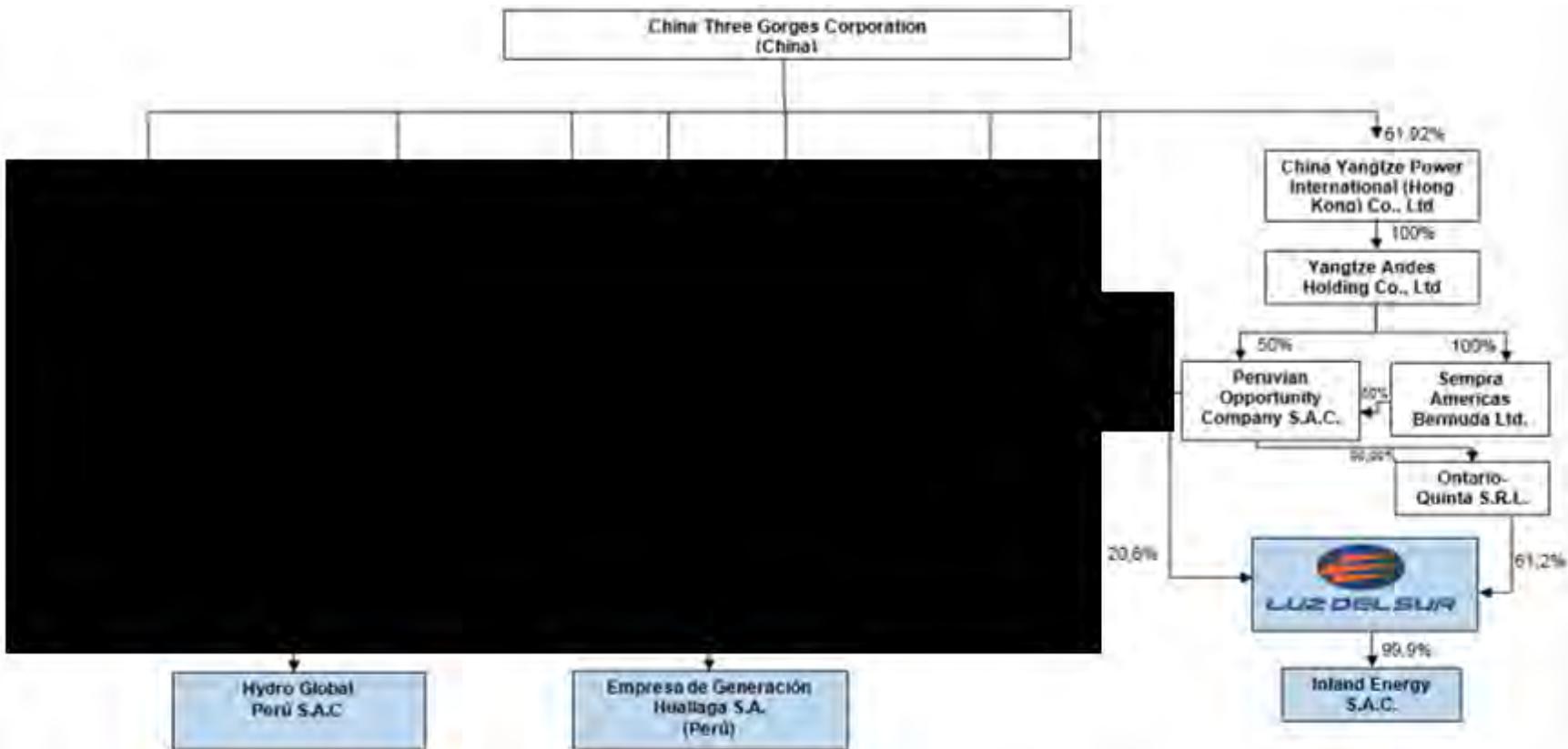
[VER GRÁFICO EN LA SIGUIENTE PÁGINA]



²⁶ Conforme lo indicado por CYPI en su escrito del 12 de marzo de 2020, CYPI es titular del 100% de acciones de Yangtze Andes.

²⁷ Para una mayor comprensión, en el gráfico se han omitido determinadas empresas vehículo existentes entre el Grupo CTG y las empresas Hydro Global, Huallaga e Inland. Tal omisión no altera de modo alguno la estructura accionarial de los referidos agentes económicos.

Gráfico 3
Estructura accionarial del Grupo CTG después de la operación de concentración



Fuente: CYPI

Elaboración: Comisión de Defensa de la Libre Competencia



41. Acorde con lo expuesto y conforme lo indicado en la Resolución de Ampliación, la operación notificada involucra una modificación en la estructura de control de Luz del Sur e Inland. En efecto, estas empresas, antes de la operación, pertenecían a Sempra, siendo que, después de la operación, pertenecerían al Grupo CTG.

III. CUESTIÓN EN DISCUSIÓN

42. El presente pronunciamiento tiene por objeto analizar y determinar si la operación de concentración empresarial notificada puede tener el efecto de disminuir, dañar o impedir la competencia y la libre concurrencia en las actividades de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica o en los mercados relacionados.

IV. EFECTOS ANALIZADOS EN UN RÉGIMEN DE CONTROL DE CONCENTRACIONES

43. El derecho de defensa de la libre competencia se divide principalmente en dos grandes áreas, el control de conductas anticompetitivas y el control de concentraciones empresariales. En el Perú, el control de conductas anticompetitivas está regulado a través del Texto Único Ordenado del Decreto Legislativo 1034, Ley de Represión de Conductas Anticompetitivas (en lo sucesivo, TUO de la Ley de Represión de Conductas Anticompetitivas); mientras que el control de concentraciones empresariales actualmente vigente está reservado únicamente al sector eléctrico y se regula a través de la Ley 26876, Ley Antimonopolio y Antiligopolio del Sector Eléctrico (en adelante, Ley 26876); y, su Reglamento.
44. Estos dos controles son herramientas complementarias que apuntan a un mismo objetivo (garantizar un entorno de competencia en los mercados), pero operan de modo distinto para lograrlo.
45. Por un lado, el control de conductas tiene como objetivo reprimir y sancionar de manera *ex post* toda conducta anticompetitiva realizada por los distintos agentes económicos que participan en el mercado. Como se indicó previamente, en el Perú, las referidas conductas se encuentran tipificadas en el TUO de la Ley de Represión de Conductas Anticompetitivas y se dividen en: prácticas colusorias horizontales, prácticas colusorias verticales y abuso de posición de dominio.
46. Por su parte, el control de concentraciones o de estructuras generalmente opera de modo previo a que se ejecuten los actos de concentración de las empresas involucradas, por tanto, funciona como una evaluación *ex ante* de determinadas operaciones, analizando las consecuencias que traerían para el mercado. Como parte del análisis de fondo que se realiza sobre las concentraciones, se comparan los riesgos o posibles efectos a la competencia que pudiera generar la operación frente a sus posibles eficiencias²⁸, con la finalidad de determinar si corresponde autorizarla.

²⁸ En Perú, la probabilidad que se produzcan eficiencias económicas debe ser acreditada por los agentes económicos que efectuaron la notificación, acorde con el artículo 20 del Reglamento de la Ley 26876.

VERSIÓN PÚBLICA

47. Así, por ejemplo, en operaciones horizontales²⁹, entre los efectos analizados, se evalúa la capacidad del agente resultante de la concentración para subir los precios y reducir la calidad, la producción o la innovación (efectos unilaterales). Asimismo, se analiza la reducción del número de competidores producto de la concentración y los riesgos de coordinación que pueda generarse entre ellos para limitar la competencia (efectos coordinados)³⁰.
48. En el caso de operaciones verticales³¹, los riesgos a la competencia vienen dados por la posibilidad de que el agente concentrado cree barreras a la entrada o permanencia de otros agentes económicos (cierre de mercado), negándoles el acceso a insumos esenciales o aumentándoles los costos, así como restringiendo la base de clientes (efectos unilaterales)³². Otros riesgos están vinculados a la posibilidad que la operación de concentración pueda facilitar la adopción de prácticas coordinadas ya sea porque produzca un cierre de mercado y una reducción de competidores, facilitando la implementación y control de un posible acuerdo; o, facilite el acceso a información confidencial que permite medios de monitoreo de un posible acuerdo y medidas de sanción ante un incumplimiento³³.
49. Como se puede advertir, varios de los riesgos a la competencia que se analizan en un control de concentraciones están vinculados a la posibilidad de los agentes económicos de realizar o facilitar prácticas que puedan dañar la competencia, como producto del poder adquirido en la operación de concentración. Este tipo de prácticas se asemejan a las conductas anticompetitivas perseguidas en un control ex post (por ejemplo, prácticas coordinadas, así como supuestos que podrían calificar como abuso de posición de dominio).
50. Tal situación ha sido reconocida por la OCDE al identificar los objetivos de un control de estructuras:

“las leyes sobre control de fusiones actúan previniendo la pérdida de bienestar para los consumidores, la creación de incentivos y oportunidades de colusión, el abuso de una posición dominante y otros comportamientos que atenten contra la

²⁹ Operaciones realizadas entre agente económicos competidores que participan en el mismo mercado.

³⁰ ICN (2006) Merger Guidelines Workbook, pp.11. Disponible en: https://www.internationalcompetitionnetwork.org/wp-content/uploads/2018/05/MWG_MergerGuidelinesWorkbook.pdf (Última vista: 25 de marzo de 2020).

³¹ Operaciones realizadas entre agentes económicos que participan en un nivel distinto de la misma cadena productiva o de valor.

³² Cabe distinguir dos formas de cierre del mercado. La primera existe cuando es probable que la concentración aumente los costos de los competidores en sentido descendente restringiendo su acceso a un insumo importante (bloqueo de insumos). La segunda existe cuando es probable que la concentración excluya a los rivales en sentido ascendente restringiendo su acceso a una base suficiente de clientes (bloqueo de clientes).

³³ OCDE (2007), Vertical Mergers, DAF/COMP(2007)21, pp 43-45. Disponible en: <https://www.oecd.org/competition/mergers/39891031.pdf> (Última visita: 25 de marzo de 2020).



*libre competencia, al menos en la medida en que sean resultado de fusiones (o resulten fortalecidos por ellas)*³⁴.

51. A nivel internacional, las diversas agencias de competencia, al evaluar una operación de concentración, analizan la posibilidad de que la operación facilite la realización de prácticas anticompetitivas. Esa situación se puede observar en la jurisprudencia y práctica internacional de reconocidas agencias de competencia como la Dirección General de Competencia de la Unión Europea³⁵, Autoridad de Competencia y Mercados del Reino Unido³⁶, la Oficina Federal de Competencia de Alemania³⁷, la Comisión Australiana de Competencia y Protección al Consumidor³⁸, la Fiscalía Nacional Económica de Chile³⁹, entre otras.
52. En Perú, nuestra legislación faculta a la Comisión a evaluar riesgos de la operación relacionados a prácticas que limiten o dañen la competencia. Así, el artículo 19 del Reglamento de la Ley 26876 precisa claramente que la evaluación de la operación comprende, entre otros aspectos, *“si la operación facilita substancialmente la realización de conductas, prácticas, acuerdos, convenios o tratados que impidan, restrinjan, falseen o limiten la libre competencia, así como la imposición de barreras a la entrada de nuevos competidores”*.
53. En tal sentido, si bien la Comisión tiene la potestad de castigar prácticas anticompetitivas mediante el TUO de la Ley de Represión de Conductas Anticompetitivas, eso no limita ni anula la facultad de la autoridad de analizar la posibilidad que ocurran prácticas similares como consecuencia de los actos de concentración regulados por la Ley 26876 y su Reglamento. Como se indicó previamente, son herramientas complementarias que permiten a la autoridad de competencia garantizar un entorno de competencia en los mercados. Una de las herramientas (control ex ante) permite neutralizar los posibles daños a la competencia desde su origen, evitando que este tipo de prácticas se realicen; y, la otra herramienta permite contrarrestar la ocurrencia de las conductas anticompetitivas ya producidas, desincentivando que vuelvan a ocurrir en el futuro mediante la imposición de sanciones.

³⁴ OCDE (2017) Foro Latinoamericano y del Caribe de Competencia. Sesión II: Control de fusiones en América Latina y el Caribe - Evolución y tendencias recientes, pp. 6. Disponible en: <https://www.oecd.org/competition/mergers/39891031.pdf> (Última visita: 25 de marzo de 2020).

³⁵ Directrices para la evaluación de las concentraciones no horizontales con arreglo al Reglamento del Consejo sobre el control de las concentraciones entre empresas 2008/C 265/07

³⁶ Merger Assessment Guidelines (2010), Competition Commission & Office of Fair Trading.

³⁷ Guidance on Substantive Merger Control (2012), Bundeskartellamt,

³⁸ Merger Guidelines (2017), Australian Competition and Consumer Commission.

³⁹ Guía para el análisis de operación de concentración (2012), Fiscalía Nacional Económica de Chile. Si bien, la mencionada Guía quedó sin efecto a partir del 1 de junio de 2017, acorde con la Guía de Competencia, los funcionarios de la Fiscalía Nacional Económica podrán seguir considerándola para aquellos aspectos relacionados al análisis de operaciones de concentración.



54. Ahora bien, una vez que la Comisión identifica posibles efectos a la competencia producto de la operación de concentración, tiene la facultad de establecer medidas que permitan neutralizarlos⁴⁰. De este modo, el artículo 5 de la Ley 26876 establece que la Comisión podrá sujetar la realización de la operación de concentración al cumplimiento de determinadas condiciones.
55. La experiencia comparada reconoce que las condiciones que puede imponer una autoridad de competencia en el marco de la evaluación de una operación de concentración empresarial puede ser de tipo estructural o conductual⁴¹.
56. Por un lado, una solución estructural es una medida que involucra una transferencia de derechos de propiedad sobre activos tangibles o intangibles, incluida la transferencia de una unidad de negocios completa; y, de este modo, permite mitigar la acumulación de poder económico producto de la operación. Una vez que finaliza, la solución estructural normalmente no requiere supervisión adicional alguna⁴².
57. Por otro lado, el propósito de las soluciones conductuales es controlar la capacidad de las empresas para obstaculizar la competencia, imponiéndoles una obligación de realizar cierta acción o prohibiéndoles participar en una determinada conducta a pesar de que existan sus incentivos para hacerlo. Las condiciones conductuales requieren un seguimiento posterior por parte de la autoridad de competencia⁴³.
58. Al momento de elegir el tipo de condición a imponer, la Comisión deberá equilibrar los beneficios y costos de cada tipo de condición para diseñar un enfoque eficaz y proporcional que sea capaz de solucionar los problemas de competencia y, al mismo tiempo, reducir los efectos secundarios no deseados. De este modo, la decisión que adopte la Comisión deberá necesariamente cumplir con el principio de razonabilidad⁴⁴ establecido por el Texto Único Ordenado de la Ley 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado mediante Decreto Supremo 004-2019-JUS.

⁴⁰ De no acreditarse eficiencias o no ser suficientes en comparación con los efectos identificados.

⁴¹ Algunas jurisdicciones han incluido una tercera clasificación de remedios denominada “cuasi estructurales” y corresponde a la imposición de acceso a determinados recursos y activos esenciales. En la clasificación tradicional, este tipo de medida podría imponerse como una condición de conducta.

⁴² OECD (2019). La desincorporación de activos como una solución para la competencia: recuento de experiencias internacionales, pp.8

⁴³ OECD (2019). La desincorporación de activos como una solución para la competencia: recuento de experiencias internacionales, pp.7

⁴⁴ **Texto Único Ordenado de la Ley 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado mediante Decreto Supremo 004-2019-JUS. Artículo IV.- Principios del procedimiento administrativo** El procedimiento administrativo se sustenta fundamentalmente en los siguientes principios, sin perjuicio de la vigencia de otros principios generales del Derecho Administrativo:

(...)

1.4. Principio de razonabilidad. - Las decisiones de la autoridad administrativa, cuando creen obligaciones, califiquen infracciones, impongan sanciones, o establezcan restricciones a los administrados, deben adaptarse dentro de los límites de la facultad atribuida y manteniendo la debida proporción entre los medios a emplear y los fines públicos que deba tutelar, a fin de que respondan a lo estrictamente necesario para la satisfacción de su cometido.

(...)



59. Adicionalmente, de optar por una condición de conducta, la Comisión deberá establecer un plazo para tal condición, luego del cual, deberá revisar las características y el entorno competitivo del mercado, a efectos de determinar si resulta pertinente o no mantener la restricción impuesta.⁴⁵
60. En conclusión, al analizar una operación de concentración empresarial, la Comisión está facultada a (i) evaluar posibles prácticas anticompetitivas que se produzcan o faciliten por la operación de concentración; y, (ii) sujetar la operación de concentración a determinadas condiciones que permitan contrarrestar tales efectos, para lo cual deberá respetar el principio de razonabilidad mencionado y los requisitos exigidos por el Tribunal del Indecopi para la implementación de condiciones de conducta.

V. ANÁLISIS

5.1. Análisis de las condiciones de competencia

61. Para determinar si una operación de concentración empresarial puede tener como efecto disminuir, dañar o impedir la competencia, en primer lugar; deben definirse el o los mercados relevantes en los que la operación tendría impacto. Posteriormente, se evaluará los efectos de la operación en dichos mercados considerando el grado de concentración, la participación de las empresas en el mismo, la posibilidad de elección de proveedores, distribuidores y usuarios; la existencia de barreras de entrada al mercado (sean estructurales, estratégicas o legales); la evolución de la oferta y la demanda; la evolución del progreso técnico o económico y la perspectiva de integración con otros mercados⁴⁶.

5.1.1. Definición de los mercados relevantes

62. La delimitación del mercado relevante parte de la identificación de las transacciones que realizan los agentes involucrados en la operación de concentración, como ofertantes o demandantes en las actividades de la industria eléctrica peruana. Los agentes involucrados en la operación son el Grupo CTG y Sempra.
63. El Grupo CTG desarrolla la actividad de generación a través de (i) Huallaga que controla la Central Hidroeléctrica Chaglla, e (ii) Hydro Global que tiene el proyecto de construcción de la Central Hidroeléctrica San Gabán III.
64. Por su parte, Sempra desarrolla la actividad de generación a través de Inland que controla la Central Hidroeléctrica Santa Teresa y tiene proyectado construir la Central Hidroeléctrica Santa Teresa II, la Central Hidroeléctrica Lluclla y la Central Hidroeléctrica Lluta. Además, desarrolla la actividad de distribución y comercialización

⁴⁵ Precedente de Observancia Obligatoria aprobado por la Sala Especializada en Defensa de la Competencia mediante Resolución 623-2014/SDC-INDECOPI.

⁴⁶ Ver artículo 19 del Reglamento de la Ley Antimonopolio y Antiloligopolio del Sector Eléctrico, aprobada mediante Decreto Supremo 017-98-ITINCI.



de energía a través de Luz del Sur en su área de concesión en el departamento de Lima.

65. Las empresas generadoras⁴⁷ realizan transacciones en el mercado *spot*, en el mercado de contratos a usuarios regulados y en el mercado de contratos destinados a usuarios libres. Las empresas distribuidoras realizan transacciones en el mercado de distribución, en el mercado de contratos a usuarios regulados y en el mercado de contratos destinados a usuarios libres.
66. En el mercado *spot* interactúan las empresas generadoras que tuvieran superávit (ofertantes) y déficit (demandantes) de producción respecto de sus obligaciones contractuales; y, con la entrada en vigencia del Reglamento del Mercado Mayorista⁴⁸ también pueden participar como compradores las distribuidoras eléctricas para atender la demanda de sus usuarios libres hasta por 10% de la demanda, y los Grandes Usuarios hasta el 10% de su máxima demanda⁴⁹. Considerando lo anterior, la mayor demanda de energía en este mercado estaría explicada por las empresas generadoras que necesitan honrar sus obligaciones contractuales⁵⁰.
67. La demanda de las empresas generadoras deficitarias es inelástica debido a que no tienen otra fuente de suministro distinta a la energía ofrecida por las empresas superavitarias en el mercado *spot*⁵¹. En dicho mercado se refleja en tiempo real el precio de la producción de electricidad de acuerdo con las variaciones de la demanda y la oferta disponible de generación. Su alcance geográfico es nacional en la medida que las transacciones de energía se realizan en distintos puntos del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional - SEIN⁵².
68. En el mercado de energía para el suministro de usuarios regulados interactúan las empresas generadoras (ofertantes) y distribuidoras (demandantes). Las distribuidoras tienen la obligación de firmar contratos para la provisión de la demanda de sus

⁴⁷ Cabe precisar que se hace referencia a la generación realizada a través de cualquier tipo de tecnología. Al respecto, no se diferencian mercados relevantes por tipo de tecnología en el segmento de generación eléctrica, de manera similar a lo señalado en otras jurisdicciones. Véase las decisiones COMP/M.4517 (2007); COMP/M.5224 (2008); y Case M.7850 (2016).

⁴⁸ Aprobado mediante Decreto Supremo 026-2016-EM el cual entró en vigencia a partir del 1 de enero de 2018.

⁴⁹ La Ley 28832 establece que los Grandes Usuarios son aquellos usuarios libres con una potencia contratada igual o superior a 10MW, o agrupaciones de usuarios libres cuya potencia contratada total sume por lo menos 10 MW.

⁵⁰ Al tercer trimestre del año 2019 se inyectó al mercado *spot* un total de 38 869,15 GWh. En ese mismo periodo el consumo de energía de los clientes libres fue de 20 917,29 GWh. De esta energía, las distribuidoras eléctricas y los Grandes Usuarios hubieran podido comprar en el mercado *spot* hasta el 10%, lo que equivale a 2 092 GWh y que representa solo el 5,38% del total de energía transada en el mercado *spot*.

⁵¹ Adicionalmente se debe considerar que la energía eléctrica no se puede almacenar a costos razonables.

⁵² A nivel comparado, el mercado es generalmente definido como de alcance nacional; no obstante, en determinadas circunstancias como cuando exista una política de libre comercio entre dos países o cuando los proveedores mayoristas de electricidad tengan sus fuentes de aprovisionamiento en el extranjero, estos pueden ser considerados como un solo mercado relevante. Para mayor detalle, véase las decisiones COMP/M.3268 (2003); COMP/M.3868 DONG E2 (2006); y COMP/M.2947 (2003).



usuarios regulados a través de licitaciones o negociaciones bilaterales⁵³; en tal sentido, esta demanda es inelástica a fuentes de suministro distintas a las pactadas en sus contratos. El alcance geográfico del mercado es nacional en la medida que las distribuidoras pueden adquirir energía de generadores ubicados a nivel nacional.

69. Asimismo, en el mercado de energía para usuarios libres interactúan generadores y distribuidores, como ofertantes de energía eléctrica y usuarios libres, como demandantes. Estos agentes firman contratos bilaterales que reflejan las tarifas y otros aspectos del servicio, negociados entre las partes. Cabe precisar que, si bien los usuarios libres pueden tener como suministro alternativo el mercado de energía para usuarios regulados, este solo estaría disponible para aquellos usuarios cuya máxima demanda se encuentra entre 200 y 2500 kW, los cuales requieren primero cambiar su calificación de usuario libre a usuario regulado. Dicho cambio supone, sin embargo, costos tales como el tiempo de espera para el cambio de calificación que en general es de 1 año⁵⁴. Por ello, se considera que, en el corto plazo, la demanda de usuarios libres está determinada por los contratos bilaterales pactados.

El alcance del mercado es nacional en la medida que los generadores y distribuidores compiten en dicho ámbito^{55 56}. Sin embargo, el mercado de energía para usuarios libres podría tener un ámbito geográfico más local, como el área de concesión de las empresas de distribución, tomando en cuenta que en dicha área la distribuidora monopólica es a su vez una suministradora que compite con otras empresas suministradoras (generadoras y otras distribuidoras), empresas que requieren utilizar las redes de la distribuidora para atender a los usuarios libres. Así, la distribuidora podría limitar la competencia en el suministro de usuarios libres en su área de concesión, utilizando su posición privilegiada en el mercado de distribución. Esta situación también podría afectar a los usuarios libres que provienen del mercado regulado debido a que, como se señaló, el distribuidor cumple el rol de comercializador en el mercado regulado y puede afectar las condiciones para que el traslado de los usuarios se haga efectivo, como se explicará más adelante.

⁵³ Las distribuidoras adquieren energía a través de licitaciones principalmente. Al respecto, al 2019 el 95,8% de la energía contratada por las distribuidoras para atender el mercado regulado provino de contratos derivados de licitaciones. Al respecto, revisar el cálculo del “Precio a Nivel Generación en Subestaciones Base para la determinación de las tarifas máximas a los Usuarios Regulados del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional” para trimestre noviembre 2019 – enero 2020 Disponible en: https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/procesosregulatorios/electricidad/precio-a-nivel-generacion-y-mecanismo-usuarios-sein/factor_actualizacion_precios_nivel_generacion/PNG102019.zip (Última visita: 25 de marzo de 2020).

⁵⁴ Al respecto, el artículo 3 numeral 2 del Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad indica “(...) Los Usuarios Regulados cuya máxima demanda mensual supere los 2500 kW, mantendrán dicha condición por el plazo de un (1) año, contado a partir del mes en que superó dicho tope, salvo acuerdo entre partes. (...)”

⁵⁵ Los generadores pueden abastecer energía a usuarios libres ubicados en departamentos distintos a donde se encuentran ubicados sus centrales de generación. A modo de ejemplo, en el 2019, la Compañía Eléctrica El Platanal S.A. tiene una central de generación ubicada en Lima y abastece a clientes ubicados en los departamentos de Apurímac, Ica, Junín, La Libertad, Lima y Pasco.

⁵⁶ Adicionalmente, para que los generadores puedan firmar contratos con los usuarios libres se requiere que posean potencia y energía firme. Véase el artículo 3 de la Ley 28832.



70. Por otra parte, las empresas de distribución se encargan de transportar la energía hacia los usuarios finales, que pueden ser regulados o libres dentro de su área de concesión⁵⁷. El Decreto Ley 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante, LCE) otorga a los concesionarios de distribución un monopolio al establecer que la prestación del servicio de distribución solo puede ser desarrollada por una empresa de manera exclusiva en su área de concesión⁵⁸. Las compensaciones por el uso de la red de distribución se encuentran sujetas a regulación de precios por parte de Osinergmin⁵⁹. Así, el mercado de distribución eléctrica tiene un alcance local que corresponde al área de concesión de la empresa de distribución.
71. Asimismo, las empresas de distribución están encargadas de la venta minorista de electricidad para los usuarios regulados de su área de concesión, por lo que la distribución y la comercialización para dichos usuarios se encuentran integradas⁶⁰. Como se mencionó, las empresas de distribución para atender la demanda de sus usuarios regulados tienen la obligación de firmar contratos a través de licitaciones o negociaciones bilaterales por lo que actúan como demandantes de energía en este mercado.
72. Considerando lo descrito, las empresas de distribución y generación involucradas en la operación de concentración participan en los siguientes mercados relevantes:
- Venta de energía entre empresas generadoras (Mercado *spot*)
 - Venta de energía de empresas generadoras a empresas distribuidoras a través de licitaciones o negociaciones bilaterales (Mercado de contratos para usuarios regulados)
 - Venta de energía de generadoras y distribuidoras a usuarios libres mediante negociaciones bilaterales (Mercado de usuarios libres)
 - Distribución de energía eléctrica a usuarios regulados (Mercado de distribución)

Con el siguiente detalle:

⁵⁷ La LCE establece un esquema regulatorio diferenciado por tipo de usuarios, donde los consumidores de energía pueden ser calificados como usuarios regulados o usuarios libres. Los usuarios regulados son aquellos que tienen una demanda máxima menor a 200 KW por punto de suministro y los usuarios libres son aquellos cuya demanda máxima es superior a 2 500 KW por punto de suministro, según la LCE y el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad. Mientras que, para los usuarios regulados, el precio de la energía eléctrica es establecido mediante regulación tarifaria; el precio para usuarios libres es establecido a través de la negociación de contratos con las distribuidoras o generadoras. Cabe añadir que los usuarios que consumen entre 200 y 2 500 KW por punto de suministro tienen la opción de elegir su condición de usuario libre o regulado.

⁵⁸ **Decreto Ley 25844, Ley de Concesiones Eléctricas**

Artículo 30.- La actividad de distribución de Servicio Público de Electricidad en una zona determinada, solo puede ser desarrollada por un solo titular con carácter exclusivo. La concesión de distribución no puede ser reducida sin autorización del Ministerio de Energía y Minas.

⁵⁹ Al respecto, véase el artículo 43 de la LCE.

⁶⁰ TAMAYO, Jesús; Julio SALVADOR; Arturo VÁSQUEZ y Ricardo DE LA CRUZ (Editores), La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país, Osinergmin. Lima-Perú. 2016 p. 42.



Mercado	Empresas
Spot	Empresa de Generación Huallaga S.A. (Grupo CTG) e Inland (Sempra)
Contratos para usuarios regulados	Empresa de Generación Huallaga S.A. (Grupo CTG) e Inland (Sempra)
Usuarios libres /1	Empresa de Generación Huallaga S.A. (Grupo CTG) e Inland y Luz del Sur (Sempra)
Distribución	Luz del Sur (Sempra)

1/ Dicho mercado se puede subdividir en: usuarios libres que previamente fueron usuarios regulados en el área de concesión de las empresas de distribución involucradas en la operación de concentración.

73. Como se indicó anteriormente, el Grupo CTG participa en la actividad de generación; por lo cual, la operación de concentración podría generar restricciones horizontales en el mercado *spot*, contratos para usuarios regulados, usuarios libres y usuarios regulados que cambian a usuarios libres en el área de concesión del distribuidor. Asimismo, Sempra también participa en la actividad de distribución; en tal sentido, se podría generar restricciones verticales de la operación que involucren al mercado de distribución y los mercados de contratos para usuarios regulados, usuarios libres y usuarios regulados que cambian a usuario libre en el área de concesión del distribuidor.

5.1.2. Posibles restricciones horizontales

74. En primer lugar, se evaluará el nivel de concentración generado por la operación⁶¹ utilizando el HHI. Este índice está compuesto por la suma de los cuadrados de las cuotas de participación de mercado de cada una de las empresas concurrentes en este⁶². El resultado indica el grado de concentración de un mercado, de acuerdo con la siguiente clasificación:

[VER CUADRO EN LA SIGUIENTE PÁGINA]

⁶¹ El siguiente análisis se realiza teniendo en cuenta la Resolución 026-2006/CLC-INDECOPI y la Resolución 058-2009/CLC-INDECOPI.

⁶² Así, por ejemplo, un mercado en el que concurren cuatro firmas A, B, C y D con cuotas de mercado de 30%, 30%, 20% y 20% respectivamente, tiene un Índice HHI de 2600 ($30^2 + 30^2 + 20^2 + 20^2 = 2600$).

Cuadro 1
Clasificación del mercado según el índice de concentración HHI

Valor del índice	Categoría	Comentarios
HHI < 1 500	Mercado no concentrado	Las operaciones de concentración que se realicen en un mercado no concentrado tienen pocas probabilidades de tener efectos adversos sobre la competencia y, generalmente, no requieren de mayor análisis.
1 500 < HHI < 2 500	Mercado moderadamente concentrado	Las operaciones de concentración que se realicen en un mercado moderadamente concentrado que impliquen una variación del HHI mayor a 100 puntos requerirán de un análisis más exhaustivo por los efectos que puedan generar en la competencia.
HHI > 2 500	Mercado altamente concentrado	Las operaciones de concentración que se realicen en un mercado altamente concentrado que impliquen una variación del HHI entre 100 y 200 puntos, requerirán mayor análisis por los efectos no competitivos que puedan generar. Si la variación del HHI es mayor a 200 puntos, se presumirá que es probable que se incremente el poder de mercado. Esta presunción podrá ser refutada con evidencia que demuestre lo contrario.

Fuente: Horizontal Merger Guidelines. Federal Trade Commission – Department of Justice (2010)
Elaboración: Comisión de Defensa de la Libre Competencia

75. En este punto, cabe señalar que el principal riesgo de las operaciones de concentración horizontal es que puedan generar incentivos para que la empresa concentrada incremente sus precios o reduzca su producción⁶³.

(i) Mercado spot

76. En el mercado *spot* se realizan transacciones de electricidad – a través del COES – entre empresas generadoras con superávit y empresas con déficit de generación respecto de sus obligaciones contractuales y, desde el 2018, Grandes Usuarios y distribuidoras. En tal sentido, para calcular el HHI de este mercado, se toma en cuenta la energía total entregada por las empresas y el valor de esta.

77. Respecto a la energía entregada, el grupo con mayor participación durante el 2019 fue el Grupo ISQ⁶⁴ con 19,8%; seguido por el Estado peruano^{65 66} que tuvo 19,6% de

⁶³ WERDEN, Gregory and Luke FROEB (2008), Unilateral Competitive Effects of Horizontal Mergers. En: Paolo Buccirossi (editor), Handbook of Antitrust Economics, Capítulo 2.

⁶⁴ Integrado por las empresas Orazul Energy Perú S.A., Termoselva S.R. L., GTS Repartición S.A.C., GTS Majes S.A.C., Kallpa Generación S.A. y Samay I S.A.

⁶⁵ En adelante, se utilizará la palabra Estado para referirse a todas las empresas que son controladas por el Estado peruano.

⁶⁶ Respecto al mercado *spot*, el Estado peruano controla a las empresas Electricidad del Perú - Electroperú S A, Empresa de Generación Eléctrica Arequipa S.A. – Egasa, Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S A – Egemsa, Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. - San Gabán y Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A. – Egesur.



VERSIÓN PÚBLICA

participación y el Grupo Enel⁶⁷ que obtuvo 17,8% del total. Por su parte el Grupo CTG solo obtuvo el 4,4% mientras que Sempra el 1,3%⁶⁸. La entrega de energía al mercado *spot* por parte de otras generadoras integrantes del COES puede observarse en los Cuadros 2 y 3.

78. Asimismo, respecto al valor de la energía entregada, el grupo con mayor participación durante el 2019 fue el Grupo ISQ con 20,1%; seguido por el Estado peruano que tuvo 18,9% de participación y el Grupo Enel con un 18,3%. Por su parte el Grupo CTG solo obtuvo el 3,6% mientras que Sempra el 1,2%.
79. Como se aprecia en los siguientes cuadros, al 2019, el HHI antes de la concentración fue de 1 373,89 y 1 384,13 medido por la entrega de energía y por el valor de dicha energía, respectivamente, lo que indicaría que el mercado es poco concentrado. Tras la operación, el HHI se incrementaría a 1 385,13 y 1 392,81 manteniéndose la condición de mercado poco concentrado. En otras palabras, la operación implicaría solo un incremento de entre 11,2 y 8,7 puntos en el HHI del mercado *spot*⁶⁹.

[VER CUADROS EN LA SIGUIENTE PÁGINA]

⁶⁷ Integrado por las empresas Enel Generación Perú S.A.A., Enel Generación Piura S.A., Chinango S.A.C. y Enel Green Power Perú S.A.

⁶⁸ Se consideran todas las centrales que entregaron energía al sistema eléctrico, que incluye centrales de generación con recursos renovables. Al respecto, Kallpa Generación S.A., en su escrito del 6 de marzo de 2020, menciona que la participación del Grupo CTG en el mercado de corto plazo sería de 8,5%, considerando el total de energía producida en el año 2018, mientras que la participación de Sempra sería de 2,2%. Sin embargo, en su cálculo no se considera la energía producida por generación con recursos renovables, como las solares y eólicas.

⁶⁹ De igual forma, Kallpa Generación S.A. en su escrito del 6 de marzo de 2020 menciona que la operación generaría un incremento del HHI en el mercado *spot* de 78 puntos en el 2019 pasando de 1 414 a 1 492. Es importante indicar que, a diferencia del cálculo utilizado en la presente Resolución, Kallpa Generación S.A. ha calculado el HHI para diferentes franjas horarias. Sin embargo, las conclusiones son similares ya que el HHI muestra un mercado poco concentrado con un cambio marginal en su valor luego de la operación de concentración.



PERÚ

Presidencia
del Consejo de Ministros

INDECOPI

VERSIÓN PÚBLICA

Cuadro 2
Entregas de Energía al Mercado Spot de las Empresas Integrantes del COES
(GWh), 2019

Grupo	Empresa	Entrega de Energía (GWh)	Participación Individual	Participación del grupo				
				Antes	Después			
Estado	Electricidad del Perú - Electroperú S.A	7 128,9	13,7	19,6	19,6			
	Empresa de Generación Eléctrica Arequipa S.A - Egasa	976,5	1,9					
	Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A - Egemsa	1 237,8	2,4					
	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A - San Gabán	728,2	1,4					
	Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A - Egesur	162,7	0,3					
Enel	Enel Generación Perú S.A.A.	6 619,5	12,7	17,8	17,8			
	Enel Generación Piura S.A	649,7	1,2					
	Chinango S.A.C.	1 001,4	1,9					
	Enel Green Power Perú S.A.	999,9	1,9					
ISQ	Orazul Energy Perú S.A.	2 080,7	4,0	19,8	19,8			
	Termoselva S.R.L.	319,8	0,6					
	GTS Repartición S.A.C.	43,0	0,1					
	GTS Majes S.A.C.	43,4	0,1					
	Kallpa Generación S.A.	7 844,7	15,0					
	Samayl S.A.	-9,6	0,0					
Statkraft	Statkraft Perú S.A.	2 350,7	4,5	4,5	4,5			
Engie	Engie Energía Perú S.A - Engie	6 467,7	12,4	12,4	12,4			
Celepsa	Compañía Eléctrica El Platanal S.A - Celepsa	1 162,0	2,2	2,5	2,5			
	Celepsa Renovables S.R.L	139,0	0,3					
Colbún-ADIA-Sigma	Fénix Power Perú S.A.	3 675,3	7,0	7,0	7,0			
Buenaventura	Empresa de Generación Huanza S.A	391,7	0,8	0,8	0,8			
ATN	Hydrocañete S.A.	27,9	0,1	0,1	0,1			
AEF	Termochilca SA	1 595,0	3,1	3,1	3,1			
CTG	Empresa de Generación Huallaga SA	2 278,6	4,4	4,4	5,7			
Sempre	Inland Energy S.A.C.	670,2	1,3	1,3				
Cobra	Parque Eólico Tres Hermanas S.A.C.	459,5	0,9	1,2	1,2			
	Parque Eólico Marcona S.A.C.	156,6	0,3					
	Planta de Reserva Fría de Generación de Eten S.A.	-2,4	0,0					
Petramas	Petramas S.A.C.	63,0	0,1	0,1	0,1			
Tawa Solar Fund	Tacna Solar S.A.C.	47,3	0,1	0,2	0,2			
	Panamericana Solar S.A.C.	50,7	0,1					
Volcan	Hidroeléctrica Huanchor S.A.C.	158,8	0,3	0,4	0,4			
	Empresa de Generación Eléctrica Río Baños SAC	67,1	0,1					
Latin America Power Perú	Hidroeléctrica Santa Cruz SAC	84,9	0,2	0,7	0,7			
	Empresa de Generación Eléctrica Junín S.A.C	289,4	0,6					
Otros	Shougang Generación Eléctrica S.A.A - Shougasa	42,4	0,1	4,2	4,2			
	SDF Energía S.A.C.	238,8	0,5					
	Agro Industrial Paramonga S.A.A - Aipsaa	97,1	0,2					
	Maja Energía S.A.C.	17,8	0,0					
	Sindicato Energético S.A - Sinersa	143,0	0,3					
	Eléctrica Santa Rosa S.A.C.	2,2	0,0					
	Bioenergía del Chira S.A	14,7	0,0					
	Eléctrica Yanapampa S.A.C.	22,8	0,0					
	Electro Zaña S.A.C.	72,4	0,1					
	Empresa Eléctrica Río Doble S.A - ERD	105,6	0,2					
	Empresa de Generación Eléctrica Canchayllo S.A.C. - Egecsac	30,2	0,1					
	Energía Eólica S.A	441,4	0,8					
	Empresa Eléctrica Agua Azul S.A	115,9	0,2					
	Moquegua FV S.A.C.	46,8	0,1					
	Generadora de Energía del Perú S.A - Gepsa Energía	306,9	0,6					
	Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.	-2,5	0,0					
	Agroaurora S.A.C.	20,4	0,0					
	Andean Power S.A.C.	108,9	0,2					
	Agroindustrias San Jacinto S.A.A	34,0	0,1					
	Huaura Power Group S.A	136,0	0,3					
	Empresa de Generación Eléctrica Santa Ana S.R.L.	157,7	0,3					
	Hydro Patapo S.A.C.	4,8	0,0					
	Infraestructura y Energías del Perú S.A.C.	2,5	0,0					
	Generación Andina S.A.C	15,6	0,0					
	Total		52 135,29			100,00	100,00	100,00
	HHI						1 373,89	1 385,13

Fuente: COES

Elaboración: Comisión de Defensa de la Libre Competencia

25/109

INSTITUTO NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA Y DE LA PROTECCIÓN DE LA PROPIEDAD INTELECTUAL

Calle De la Prosa 104, San Borja, Lima 41 - Perú Telf: 224 7800 / Fax: 224 0348

E-mail: postmaster@indecopi.gob.pe / Web: www.indecopi.gob.pe



PERÚ

Presidencia
del Consejo de Ministros

INDECOPI

VERSIÓN PÚBLICA

Cuadro 3
Entregas de Energía al Mercado Spot de las Empresas Integrantes del COES
(Millones S/), 2019

Grupo	Empresa	Entrega de Energía (Millones S/)	Participación Individual	Participación del grupo				
				Antes	Después			
Estado	Electricidad del Perú - Electroperú S.A	200,6	13,0	18,9	18,9			
	Empresa de Generación Eléctrica Arequipa S.A - Egasa	30,1	2,0					
	Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A - Egemsa	34,4	2,2					
	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A - San Gabán	20,3	1,3					
	Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A - Egedur	5,2	0,3					
Enel	Enel Generación Perú S.A.A	202,0	13,1	18,3	18,3			
	Enel Generación Piura S.A	21,9	1,4					
	Chinango S.A.C.	25,8	1,7					
	Enel Green Power Perú S.A.	31,7	2,1					
ISQ	Orazul Energy Perú S.A	57,2	3,7	20,1	20,1			
	Termoselva S.R.L.	12,1	0,8					
	GTS Repartición S.A.C.	1,4	0,1					
	GTS Majes S.A.C.	1,4	0,1					
	Kallpa Generación S.A	238,4	15,5					
	Samay I S.A.	-0,3	0,0					
Statkraft	Statkraft Perú S.A	64,0	4,2	4,2	4,2			
Engie	Engie Energía Perú S.A - Engie	197,1	12,8	12,8	12,8			
Celepsa	Compañía Eléctrica El Platanal S.A - Celepsa	30,2	2,0	2,2	2,2			
	Celepsa Renovables S.R.L	3,8	0,2					
Colbún-ADIA-Sigma	Fénix Power Perú S.A	110,1	7,1	7,1	7,1			
Buenaventura	Empresa de Generación Huanza S.A	12,0	0,8	0,8	0,8			
ATN	Hydrocañete S.A	0,8	0,1	0,1	0,1			
AEF	Termochilca SA	45,6	3,0	3,0	3,0			
CTG	Empresa de Generación Huallaga SA	54,8	3,6	3,6	4,8			
Sempre	Inland Energy S.A.C.	18,8	1,2	1,2				
Cobra	Parque Eólico Tres Hermanas S.A.C.	13,9	0,9	1,2	1,2			
	Parque Eólico Marcona S.A.C.	4,7	0,3					
	Planta de Reserva Fría de Generación de Eten S.A	0,1	0,0					
Petramas	Petramas S.A.C.	1,9	0,1	0,1	0,1			
Tawa Solar Fund	Tacna Solar S.A.C.	1,5	0,1	0,2	0,2			
	Panamericana Solar S.A.C.	1,7	0,1					
Volcan	Hidroeléctrica Huanchor S.A.C.	4,6	0,3	0,4	0,4			
	Empresa de Generación Eléctrica Río Baños SAC	2,2	0,1					
Latin America Power Perú	Hidroeléctrica Santa Cruz SAC	1,7	0,1	0,6	0,6			
	Empresa de Generación Eléctrica Junin S.A.C	7,8	0,5					
Otros	Shougang Generación Eléctrica S.A.A - Shougesa	17,5	1,1	5,3	5,3			
	SDF Energía S.A.C.	7,2	0,5					
	Agro Industrial Paramonga S.A.A - Apsaa	2,9	0,2					
	Maja Energía S.A.C.	0,5	0,0					
	Sindicato Energético S.A - Sinersa	4,7	0,3					
	Eléctrica Santa Rosa S.A.C.	0,1	0,0					
	Bioenergía del Chira S.A	0,6	0,0					
	Eléctrica Yanapampa S.A.C.	0,7	0,0					
	Electro Zaña S.A.C.	2,1	0,1					
	Empresa Eléctrica Río Doble S.A - ERD	2,9	0,2					
	Empresa de Generación Eléctrica Canchaylo S.A.C. - Egecsac	0,8	0,1					
	Energía Eólica S.A	14,1	0,9					
	Empresa Eléctrica Agua Azul S.A	3,2	0,2					
	Moquegua FV S.A.C.	1,5	0,1					
	Generadora de Energía del Perú S.A - Gepsa Energía	8,9	0,6					
	Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.	0,1	0,0					
	Agroaurora S.A.C.	0,5	0,0					
	Andean Power S.A.C.	3,2	0,2					
	Agroindustrias San Jacinto S.A.A.	1,2	0,1					
	Huaura Power Group S.A	4,0	0,3					
	Empresa de Generación Eléctrica Santa Ana S.R.L.	4,5	0,3					
	Hydro Patapo S.A.C.	0,1	0,0					
	Infraestructura y Energías del Perú S.A.C.	0,1	0,0					
	Generación Andina S.A.C	0,4	0,0					
	Total		1 541,59			100,00	100,00	100,00
	HHI						1 384,13	1 392,81

Fuente: COES

Elaboración: Comisión de Defensa de la Libre Competencia

26/109

INSTITUTO NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA Y DE LA PROTECCIÓN DE LA PROPIEDAD INTELECTUAL

Calle De la Prosa 104, San Borja, Lima 41 - Perú Telf: 224 7800 / Fax: 224 0348

E-mail: postmaster@indecopi.gob.pe / Web: www.indecopi.gob.pe



VERSIÓN PÚBLICA

80. De igual forma, otra variable que permitiría aproximar el nivel de concentración de este mercado sería la potencia efectiva de las empresas generadoras⁷⁰ que es un referente de la capacidad de energía que las centrales pueden entregar de forma continua a solicitud del COES.
81. En relación con la potencia efectiva, para el año 2019, el agente con mayor participación fue el Grupo ISQ con 27,5%; seguido por Engie que tuvo 20,1% de participación y el Grupo Enel que obtuvo 14,7% del total. Por su parte, el Grupo CTG solo obtuvo el 3,8% mientras que Sempra el 0,7%. Conforme a ello, el HHI del mercado *spot* fue de 1 623,47, es decir, se trata de un mercado moderadamente concentrado. Luego de la operación el HHI sería de 1 628,92; es decir, se incrementaría solamente en 5,45 puntos. En el siguiente cuadro puede apreciarse la información referida al mercado *spot*.

[VER CUADRO EN LA SIGUIENTE PÁGINA]

⁷⁰ La potencia efectiva es la capacidad real de energía que las centrales pueden entregar de forma continua al mercado eléctrico.



PERÚ

Presidencia
del Consejo de Ministros

INDECOPI

VERSIÓN PÚBLICA

Cuadro 4
Potencia Efectiva de las Empresas Integrantes del COES
(MW), 2019

Grupo	Empresa	Potencia Efectiva (MW)	Participación individual	Participación del grupo	
				Antes	Después
Estado	Electricidad del Perú - Electroperú S A	915,7	7,3	12,4	12,4
	Empresa de Generación Eléctrica Arequipa S A - Egasa	294,6	2,3		
	Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S A - Egemsa	168,8	1,3		
	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. - San Gabán	115,7	0,9		
	Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A. - Egesur	57,4	0,5		
Enel	Enel Generación Perú S.A.A.	1 481,6	11,8	14,7	14,7
	Enel Generación Piura S.A.	157,2	1,3		
	Chinango S.A.C.	200,9	1,6		
ISQ	Orazul Energy Perú S.A.	375,8	3,0	27,5	27,5
	Termoselva S.R. L.	176,0	1,4		
	Kallpa Generación S.A.	2 186,6	17,4		
	Samay I S.A.	708,3	5,6		
Statkraft	Statkraft Perú S.A.	448,0	3,6	3,6	3,6
Engie	Engie Energía Perú S.A. - Engie	2 523,8	20,1	20,1	20,1
Celepsa	Compañía Eléctrica El Platanal S.A. - Celepsa	222,5	1,8	1,9	1,9
	Celepsa Renovables S.R.L.	19,9	0,2		
Colbún-ADIA-Sigma	Fénix Power Perú S.A.	567,2	4,5	4,5	4,5
Buenaventura	Empresa de Generación Huanza S.A.	98,3	0,8	0,8	0,8
ATN	Hidrocañete S.A.	4,0	0,0	0,0	0,0
AEF	Termochilca SA	504,7	4,0	4,0	4,0
CTG	Empresa de Generación Huallaga SA	476,7	3,8	3,8	4,5
Sempra	Inland Energy S.A.C.	89,8	0,7	0,7	
Petramas	Petramas S.A.C.	7,2	0,1	0,1	0,1
Volcan	Hidroeléctrica Huanchor S.A.C.	19,8	0,2	0,3	0,3
	Empresa de Generación Eléctrica Río Baños SAC	20,0	0,2		
Latin America Power Perú	Hidroeléctrica Santa Cruz SAC	33,2	0,3	0,6	0,6
	Empresa de Generación Eléctrica Junín S.A.C.	39,9	0,3		
Otros	Shougang Generación Eléctrica S.A.A. - Shougesa	63,5	0,5	5,0	5,0
	SDF Energía S.A.C.	27,8	0,2		
	Agro Industrial Paramonga S.A.A. - Aipsaa	12,7	0,1		
	Maja Energía S.A.C.	3,5	0,0		
	Sindicato Energético S.A. - Sinersa	29,6	0,2		
	Eléctrica Santa Rosa S.A.C.	1,7	0,0		
	Eléctrica Yanapampa S.A.C.	3,9	0,0		
	Empresa Eléctrica Río Doble S.A. - ERD	19,2	0,2		
	Empresa de Generación Eléctrica Canchayllo S.A.C. - Egecsac	5,2	0,0		
	Empresa Eléctrica Agua Azul S.A.	20,2	0,2		
	Generadora de Energía del Perú S.A. - Gepsa Energía	68,2	0,5		
	Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.	194,0	1,5		
	Agroaurora S.A.C.	16,3	0,1		
	Andean Power S.A.C.	20,0	0,2		
	Agroindustrias San Jacinto S.A.A.	8,5	0,1		
	Huaura Power Group S.A.	15,0	0,1		
	Empresa de Generación Eléctrica Santa Ana S.R.L.	20,0	0,2		
	Hydro Patapo S.A.C.	1,0	0,0		
	La Virgen S.A.C.	93,7	0,7		
	Total		12 537,83		
HHI				1 623,47	1 628,92

Fuente: COES

Elaboración: Comisión de Defensa de la Libre Competencia

28/109

INSTITUTO NACIONAL DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA Y DE LA PROTECCIÓN DE LA PROPIEDAD INTELECTUAL

Calle De la Prosa 104, San Borja, Lima 41 - Perú Telf: 224 7800 / Fax: 224 0348

E-mail: postmaster@indecopi.gob.pe / Web: www.indecopi.gob.pe



82. De igual forma, es importante considerar que las empresas involucradas en la operación de concentración tienen proyectos para la construcción de centrales de generación a futuro. Al respecto, actualmente el Grupo CTG controla la Central Hidroeléctrica Chaglla, y se encuentra construyendo la Central Hidroeléctrica San Gabán III. Por su parte, Sempra controla la Central Hidroeléctrica Santa Teresa y tiene proyectado construir la Central Hidroeléctrica Santa Teresa II, la Central Hidroeléctrica Lluclla y la Central Hidroeléctrica Lluta.
83. En tal sentido, resulta importante analizar si las condiciones de competencia en el mercado *spot* se verían afectadas a futuro, cuando las centrales de generación de las empresas involucradas en la operación se encuentren en funcionamiento. Al respecto, se utilizará la potencia efectiva para aproximar el nivel de concentración de este mercado.
84. La entrada de las centrales que están en proyecto por parte del Grupo CTG y Sempra está programada entre el 2023 y 2026; sin embargo, Luz del Sur, en el Anexo 2-A de su escrito del 28 de febrero de 2020, ha mencionado que la probabilidad de que algunos de estos proyectos ingresen en el año esperado se habría visto afectada por una serie de factores sociales, económicos y políticos. En tal sentido se analizará el nivel de concentración del mercado, y como cambiaría con la operación de concentración, en el año 2030.
85. La información de la potencia efectiva de las centrales que ingresarán al sistema entre 2020 y 2030 se tomará del Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN para el periodo 2021 – 2030 elaborado por el COES. Sobre el particular, es importante mencionar que no se ha considerado la potencia efectiva de la Central Hidroeléctrica Garibaldi, que sería un proyecto de generación de Sempra, en la medida que CYPI ha señalado, en su escrito del 13 de enero de 2020, que no tiene una concesión de generación temporal o definitiva vigente de este proyecto, a diferencia de lo que considera el COES⁷¹.

[VER CUADRO EN LA SIGUIENTE PÁGINA]

⁷¹ En los escritos de Engie Energía del Perú S.A. del 19 de diciembre de 2019, Kallpa Generación S.A. del 16 de enero de 2020, y Enel Distribución Perú S.A.A. del 24 de enero de 2020, se mencionó que Luz del Sur también poseía dentro de su cartera de proyectos de generación a la Central Térmica Pacífico Sur y a la Central Hidroeléctrica Garibaldi. Al respecto, es importante señalar que en el Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN para el periodo 2021 – 2030 elaborado por el COES solo se registra como posible proyecto a la Central Hidroeléctrica Garibaldi, en la medida que no existiría certidumbre sobre el abastecimiento de gas que requeriría la Central Térmica Pacífico Sur. Por otro lado, CYPI ha señalado, en su escrito del 13 de enero de 2020, que ninguna de estas centrales estaría dentro de sus proyectos de generación futuros en la medida que, para la Central Hidroeléctrica Garibaldi no tiene una concesión de generación temporal o definitiva vigente, a diferencia de lo que considera el COES, y para la Central Térmica Pacífico Sur no tendría ningún contrato de suministro o transporte de gas debido a la falta de suministro.



Cuadro 5
Potencia Efectiva de las Empresas Integrantes del COES
(MW), 2030

Grupo	Empresa	Potencia Efectiva (MW)	Participación individual	Participación del grupo				
				Antes	Después			
Estado	Electricidad del Perú - Electroperú S A	915,7	5,4	9,5	9,5			
	Empresa de Generación Eléctrica Arequipa S A - Egasa	294,6	1,7					
	Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S A - Egamsa	168,8	1,0					
	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. - San Gabár	115,7	0,7					
	Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A. - Egesur	121,0	0,7					
Enel	Enel Generación Perú S.A.A.	1 673,0	9,8	15,6	15,6			
	Enel Generación Piura S.A.	157,2	0,9					
	Chinango S.A.C.	200,9	1,2					
	Compañía Energética Veracruz S.A.C.	627,2	3,7					
ISQ	Orazul Energy Perú S.A.	375,8	2,2	22,4	22,4			
	Termoselva S.R. L.	176,0	1,0					
	Kallpa Generación S.A.	2 559,6	15,0					
	Samay I S.A.	708,3	4,2					
Statkraft	Statkraft Perú S.A.	648,0	3,8	3,8	3,8			
Engie	Engie Energía Perú S.A. - Engie	2 523,8	14,8	14,8	14,8			
Celepsa	Compañía Eléctrica El Platanal S.A. - Celepsa	222,5	1,3	1,4	1,4			
	Celepsa Renovables S.R.L	19,9	0,1					
Colbún-ADIA-Sigma	Fénix Power Perú S.A.	567,2	3,3	3,3	3,3			
Buenaventura	Empresa de Generación Huanza S.A.	98,3	0,6	0,6	0,6			
ATN	Hidrocañete S.A.	4,0	0,0	0,0	0,0			
AEF	Termochilca SA	504,7	3,0	3,0	3,0			
CTG	Empresa de Generación Huallaga SA	476,7	2,8	4,0	9,5			
	Hydro Global Perú S.A.C.	206,0	1,2					
Sempra	Inland Energy S.A.C.	933,0	5,5	5,5				
Petramas	Petramas S.A.C.	7,2	0,0	0,0	0,0			
Volcan	Hidroeléctrica Huanchor S.A.C.	19,8	0,1	0,2	0,2			
	Empresa de Generación Eléctrica Río Baños SAC	20,0	0,1					
Latin America Power Perú	Hidroeléctrica Santa Cruz SAC	33,2	0,2	0,4	0,4			
	Empresa de Generación Eléctrica Junín S.A.C	39,9	0,2					
Egejunín Tulumayo	Egejunín Tulumayo - IV S.A.C	56,2	0,3	0,8	0,8			
	Egejunín Tulumayo - V S.A.C	83,2	0,5					
	Shougang Generación Eléctrica S.A.A. - Shougesa	63,5	0,4					
Otros	SDF Energía S.A.C.	27,8	0,2	14,7	14,7			
	Agro Industrial Paramonga S.A.A. - Aipsaa	12,7	0,1					
	Maja Energía S.A.C.	3,5	0,0					
	Sindicato Energético S.A. - Sinersa	29,6	0,2					
	Eléctrica Santa Rosa S.A.C.	1,7	0,0					
	Eléctrica Yanapampa S.A.C.	3,9	0,0					
	Empresa Eléctrica Río Doble S.A. - ERD	19,2	0,1					
	Empresa de Generación Eléctrica Canchayllo S.A.C. - Egecsac	5,2	0,0					
	Empresa Eléctrica Agua Azul S.A.	20,2	0,1					
	Generadora de Energía del Perú S.A. - Gepsa Energía	68,2	0,4					
	Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.	194,0	1,1					
	Agroaurora S.A.C.	16,3	0,1					
	Andean Power S.A.C.	30,1	0,2					
	Agroindustrias San Jacinto S.A.A.	8,5	0,0					
	Huaura Power Group S.A	15,0	0,1					
	Empresa de Generación Eléctrica Santa Ana S.R.L.	20,0	0,1					
	Hydro Patapo S.A.C.	1,0	0,0					
	La Virgen S.A.C.	93,7	0,5					
	Nueva Esperanza Energy S.A.C.	9,2	0,1					
	Hidroeléctrica Cola S.A.	10,4	0,1					
	CH Moyopampa - G4	64,0	0,4					
	Zhong Hong International & China Rainbow International	180,0	1,1					
	Compañía Minera Poderosa S.A.	14,8	0,1					
	AC Energía S.A.	650,0	3,8					
	Compañía Energética del Norte	124,0	0,7					
	Generadora Eléctrica Molloco S.A.C - Gemsac	160,0	0,9					
	Hidro Chilia S.A.C.	180,0	1,1					
	RC Hydro S.A.C.	40,0	0,2					
	Ocoña Hydro S.A.	170,4	1,0					
	Empresa de Generación eléctrica Apurímac - Egeamsa	270,0	1,6					
	Total		17 064,53			100,00	100,00	100,00
	HHI						1 351,32	1 395,07

Fuente: COES

Elaboración: Comisión de Defensa de la Libre Competencia



86. En el año 2030 el agente con mayor participación sería el Grupo ISQ con 22,4%; seguido por el Grupo Enel con 15,6% de participación y Engie con 14,8% del total. Por su parte, el Grupo CTG solo tendría el 4,0% mientras que Sempra el 5,5%, como se muestra en el cuadro siguiente. Conforme a ello, el HHI del mercado *spot* sería de 1 351,32, es decir, se trata de un mercado no concentrado. Luego de la operación, el HHI sería de 1 395,07; es decir, se incrementaría solamente en 43,75 puntos. El nivel de concentración respecto a la capacidad efectiva se debe a que se espera el ingreso de varios proyectos de generación, que reduce la importancia de los proyectos del Grupo CTG y Sempra.
87. Adicionalmente, Osinergmin, en su escrito del 24 de enero de 2020, ha manifestado que se espera una reducción en el índice de Oferta Residual de la empresa concentrada que pasaría de 1,7 en el 2019 a 1,3 en 2026⁷². Al respecto, es importante mencionar que el Índice de Oferta Residual permite evaluar si una empresa está cerca o no de ser pivotal, es decir si su capacidad de producción disponible resulta necesaria para abastecer la demanda, por lo que, en caso de que sus plantas no se encontraran disponibles, la demanda no podría abastecerse⁷³. Sin embargo, los valores mostrados por Osinergmin para la empresa concentrada superan el umbral de 1,1, lo que indica que es poco probable que se generen preocupaciones sobre el funcionamiento del mercado⁷⁴.

(ii) Mercado de contratos para usuarios regulados

88. Para el 2019, se comprometieron 22 757,17 GWh en el mercado de contratos para usuarios regulados. El Grupo ISQ presentó la mayor participación con el 26,6%, seguido por Engie con 20,0% y el Grupo Enel con 19,9%. Conforme a ello, el HHI del mercado de usuarios regulados fue de 1 819,88, es decir, se trata de un mercado moderadamente concentrado. En el siguiente cuadro puede apreciarse la información referida al mercado de venta de energía eléctrica a usuarios regulados por parte de los generadores.

[VER CUADRO EN LA SIGUIENTE PÁGINA]

⁷² De igual forma, Kallpa Generación S.A. en su escrito del 6 de marzo de 2020 menciona que la operación generaría una reducción del Índice de Oferta Residual de la empresa concentrada.

⁷³ El Índice de Oferta Residual del agente *i* se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$RSI = \frac{CS - CO_i}{D}$$

Donde:

CS es la capacidad de producción del sistema

CO_{*i*} es la capacidad de producción del agente *i*

D es la demanda del sistema

⁷⁴ En general, se considera un buen funcionamiento del mercado cuando el RSI es superior a 1,1 el 95% de las horas en el año. Al respecto, revisar Sheffrin, A., Predicting Market Power Using the Residual Supply Index. 2002.



Cuadro 6
Compromisos de ventas de energía a usuarios regulados (GWh), 2019 1/

Grupo	Empresa	Total	Participación Individual	Participación del Grupo
Estado	Electricidad del Perú - Electroperú S A	2 247,0	9,9	14,8
	Empresa de Generación Eléctrica Arequipa S A - Egasa	661,7	2,9	
	Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S A - Egemsa	122,6	0,5	
	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. - San Gabán	173,8	0,8	
	Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A. - Egesur	165,5	0,7	
Enel	Enel Generación Perú S.A.A.	3 518,7	15,5	19,9
	Enel Generación Piura S.A.	524,3	2,3	
	Chinango S.A.C.	496,3	2,2	
ISQ	Orazul Energy Perú S.A.	785,4	3,5	26,6
	Kallpa Generación S.A.	4 615,2	20,3	
	Termoselva S.R. L.	650,5	2,9	
Statkraft	Statkraft Perú S.A.	1 022,6	4,5	4,5
Engie	Engie Energía Perú S.A. - Engie	4 542,7	20,0	20,0
Celepsa	Compañía Eléctrica El Platanal S.A. - Celepsa	625,4	2,7	2,7
Colbún-ADIA-Sigma	Fénix Power Perú S.A.	1 727,3	7,6	7,6
AEF	Termochilca SA	778,3	3,4	3,4
Volcan	Hidroeléctrica Huanchor S.A.C.	23,7	0,1	0,1
Latin America Power Perú	Empresa de Generación Eléctrica Junín S.A.C	13,2	0,1	0,1
Otros	Shougang Generación Eléctrica S.A.A. - Shougesa	8,8	0,0	0,3
	SDF Energía S.A.C.	54,2	0,2	
Total		22 757,17	100,00	100,00
HHI				1 819,88

1/ No incluye las pérdidas estimadas en transmisión de 7,01% de la energía.

Fuente: COES

Elaboración: Comisión de Defensa de la Libre Competencia

89. Como se puede observar, actualmente, ni Sempra ni el Grupo CTG participan en el mercado de contratos para usuarios regulados⁷⁵, comercializando la energía que producen en otros mercados. En ese sentido, la operación no tendría efectos en el mercado analizado.
90. Adicionalmente, se debe considerar que la provisión de energía se realiza por contratos que son resultado de licitaciones que se encuentran reguladas por Osinergmin y los contratos realizados a través de negociaciones bilaterales que están sujetos al tope de precios establecido por Osinergmin.
91. Por otro lado, según lo indicado en la sección (i), se espera que Sempra y el Grupo CTG cuenten con capacidad de generación hacia el 2030. Dicha generación puede ser comprometida en parte en contratos destinados al suministro de usuarios regulados, permitiéndoles participar en dicho mercado. Sin embargo, se espera el

⁷⁵ Es preciso mencionar que, actualmente, ambas empresas no participan en este mercado debido a que no han establecido contratos de suministro con algún distribuidor.



ingreso de competidores con capacidad de generación que pueden firmar contratos y generar presión competitiva.

92. Sin perjuicio de lo señalado, la operación de concentración al involucrar a Luz del Sur, demandante importante de contratos para suministro a usuarios regulados, puede generar riesgos a la competencia relacionados a potenciales restricciones verticales, riesgos que se analizarán en una sección posterior.

(iii) Mercado de usuarios libres

93. A nivel nacional, la cantidad de energía comercializada a los usuarios libres al 2019 fue de 28 128,98 GWh; de este monto, el Grupo Enel⁷⁶ tuvo una participación de 25,4%, seguido por las empresas propiedad del Estado que tuvieron una participación de 20,8%, y Engie Energía Perú S.A. que alcanzó una participación de 18,8%. Por su parte, Semptra⁷⁷ alcanzó una participación de 2,1% del total. Conforme a ello, el HHI del mercado de usuarios libres fue de 1 776,09, es decir, se trata de un mercado moderadamente concentrado.

[VER CUADRO EN LA SIGUIENTE PÁGINA]

⁷⁶ Respecto al mercado de usuarios libres, el Grupo Enel controla a las empresas Enel Generación Perú S.A.A., Enel Generación Piura S.A. y Enel Distribución S.A.A.

⁷⁷ Respecto al mercado de usuarios libres, Semptra controla a las empresas Luz del Sur S.A.A. e Inland Energy S.A.C.

Cuadro 7
Ventas de energía eléctrica de generadores y distribuidores a usuarios libres
(GWh), 2019

Grupo	Empresa	GWh	Participación Individual	Participación del Grupo
Estado	Electricidad del Perú - Electroperú S.A.	4 153,5	14,8	20,8
	Empresa de Generación Eléctrica Arequipa S.A. - Egasa	46,6	0,2	
	Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. - Egemsa	319,1	1,1	
	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. - San Gabán	157,3	0,6	
	Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A. - Egesur	18,2	0,1	
	Empresa Regulada de Servicio Público de Electricidad - Electro Oriente S.A.	84,4	0,3	
	Electro Sur Este S.A.A.	30,6	0,1	
	Electrosur S.A.	38,9	0,1	
	Electrocentro S.A.	5,0	0,0	
	Electronoroeste S.A.	361,1	1,3	
	Electro Norte S.A.	101,6	0,4	
	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronortemedio SA - Hidrandina	358,6	1,3	
	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad de Puno S.A.A.	21,7	0,1	
Enel	Sociedad Eléctrica del Sur Oeste SA	144,0	0,5	25,4
	Enel Generación Perú S.A.A.	5 310,3	18,9	
	Enel Generación Piura S.A.	106,0	0,4	
ISQ	Enel Distribución S.A.A.	1 730,3	6,2	17,5
	Orazul Energy Perú S.A.	246,4	0,9	
	Termoselva S.R. L.	30,8	0,1	
Statkraft	Kallpa Generación S.A.	4 642,4	16,5	3,1
	Statkraft Perú S.A.	866,7	3,1	
Engie	Engie Energía Perú S.A. - Engie	5 298,0	18,8	18,8
Celepsa	Compañía Eléctrica El Platanal S.A. - Celepsa	896,7	3,2	3,2
Colbún-ADIA-Sigma	Fénix Power Perú S.A.	64,8	0,2	0,2
Buenaventura	Empresa de Generación Huanza S.A.	627,2	2,2	2,2
AEF	Termochilca SA	403,7	1,4	1,4
Sempra	Luz del Sur S.A.A.	126,1	0,4	2,1
	Inland Energy S.A.C.	469,6	1,7	
Otros	Shougang Generación Eléctrica S.A.A. - Shougesa	476,9	1,7	1,7
	SDF Energía S.A.C.	79,7	0,3	0,3
	Eléctrica Santa Rosa S.A.C.	577,3	2,1	2,1
	Huaura Power Group S.A.	7,7	0,0	0,0
	Sociedad Minera Corona S.A.	107,9	0,4	0,4
	Electro Dunas S.A.A.	89,6	0,3	0,3
	Compañía Hidroeléctrica Tingo S.A.	8,6	0,0	0,0
	Consorcio Eléctrico de Villacuri SAC - Coelvisac	121,6	0,4	0,4
	Total		28 128,98	100,00
HHI				1 776,09

La información de las empresas que integran los grupos económicos se ha obtenido de las páginas web de las empresas de distribución eléctrica⁷⁸.

Fuente: Osinergmin

Elaboración: Comisión de Defensa de la Libre Competencia

⁷⁸ Las empresas de distribución son: Consorcio Eléctrico Villacuri SAC (<http://www.coelvisac.com.pe/>); Enel Distribución S.A.A. (<http://www.eneldistribucion.pe/es/Paginas/home.aspx>); Electro Dunas S.A.A. (<https://www.electrodunas.com/>); Empresa Regulada de Servicio Público de Electricidad - Electro Oriente S.A. (<http://www.elor.com.pe/portal/>); Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad de Puno S.A.A. (<http://www.electropuno.com.pe/web3/>); Electro Sur Este S.A.A. (<http://www.else.com.pe/else/default.aspx>); Electrocentro S.A. (<http://www.distriluz.com.pe/electrocentro/>); Electronoroeste S.A. (<http://www.distriluz.com.pe/enosal/>); Electro Norte S.A. (<http://www.distriluz.com.pe/ensal/>); Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronortemedio SA - Hidrandina (<http://www.distriluz.com.pe/hidrandina/>); y Sociedad Eléctrica del Sur Oeste SA (<http://www.seal.com.pe/Paginas/Home.aspx>).

Cuadro 8
Ventas de energía eléctrica de generadores y distribuidores a usuarios libres (Millones S/), 2019

Grupo	Empresa	Millones S/	Participación Individual	Participación del Grupo
Estado	Electricidad del Perú - Electroperú S A	839,3	13,0	20,0
	Empresa de Generación Eléctrica Arequipa S A - Egasa	12,2	0,2	
	Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S A - Egemsa	53,5	0,8	
	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. - San Gabán	37,4	0,6	
	Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A. - Egesur	5,2	0,1	
	Empresa Regulada de Servicio Público de Electricidad - Electro Oriente S.A.	26,0	0,4	
	Electro Sur Este S.A.A.	8,0	0,1	
	Electrosur S.A.	12,1	0,2	
	Electrocentro S.A.	1,8	0,0	
	Electronoroeste S.A.	118,5	1,8	
	Electro Norte S.A.	29,0	0,4	
	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronortemedio SA - Hidrandina	98,6	1,5	
	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad de Puno S.A.A.	7,6	0,1	
Enel	Sociedad Eléctrica del Sur Oeste SA	43,7	0,7	25,4
	Enel Generación Perú S.A.A.	1 160,3	17,9	
	Enel Generación Piura S.A.	23,8	0,4	
ISQ	Enel Distribución S.A.A.	461,6	7,1	17,9
	Orazul Energy Perú S.A.	36,0	0,6	
	Termoselva S.R. L.	4,7	0,1	
	Kallpa Generación S.A.	1 121,8	17,3	
Statkraft	Statkraft Perú S.A.	210,8	3,3	3,3
Engie	Engie Energía Perú S.A. - Engie	1 087,5	16,8	16,8
Celepsa	Compañía Eléctrica El Platanal S.A. - Celepsa	193,0	3,0	3,0
Colbún-ADIA-Sigma	Fénix Power Perú S.A.	17,7	0,3	0,3
Buenaventura	Empresa de Generación Huanza S.A.	182,9	2,8	2,8
AEF	Termochilca SA	94,8	1,5	1,5
Sempra	Luz del Sur S.A.A.	49,4	0,8	3,3
	Inland Energy S.A.C.	163,1	2,5	
Otros	Shougang Generación Eléctrica S.A.A. - Shougesa	95,5	1,5	1,5
	SDF Energía S.A.C.	17,0	0,3	0,3
	Eléctrica Santa Rosa S.A.C.	166,0	2,6	2,6
	Huaura Power Group S.A.	2,1	0,0	0,0
	Sociedad Minera Corona S.A.	28,4	0,4	0,4
	Electro Dunas S.A.A.	32,3	0,5	0,5
	Compañía Hidroeléctrica Tingo S.A.	1,5	0,0	0,0
	Consorcio Eléctrico de Villacuri SAC - Coelvisac	35,4	0,5	0,5
Total		6 478,31	100,00	100,00
HHI				1 697,27

La información de las empresas que integran los grupos económicos se ha obtenido de las páginas web de las empresas de distribución eléctrica.

Fuente: Osinergmin

Elaboración: Comisión de Defensa de la Libre Competencia

94. Por otro lado, el valor de la energía comercializada a los usuarios libres al 2019 fue de S/ 6 478,31 millones. El grupo con mayor participación fue el Grupo Enel con el 25,4% seguido por las empresas propiedad del Estado que tuvieron una participación de 20,0% y el Grupo ISQ con un 17,9%. Por su parte, Sempra representó solo un 3,3% del total. Conforme a ello, el HHI del mercado de usuarios libres fue de 1 697,27, es decir, se trata de un mercado moderadamente concentrado.

95. Como se puede observar, actualmente, solo Sempra participa en el mercado de usuarios libres. Es importante señalar que el Grupo CTG solo tiene un contrato de suministro de energía con Electroperú S.A. derivado de una licitación organizada por

Proinversión, por lo que no participa directamente en este mercado. En ese sentido, la operación no reduciría el número de agentes y no podría generar efectos en este mercado.

96. Como se ha mencionado, el mercado de energía para usuarios libres también puede analizarse en un ámbito más local, como el área de concesión de las empresas de distribución, tomando en cuenta que en dicha área la distribuidora monopólica es a su vez una suministradora que compite con otras empresas suministradoras.
97. Al respecto, con la información disponible, se observa que Engie fue la empresa que más energía suministró a los usuarios libres en el área de concesión de Luz del Sur con un 28,5%, seguida del Grupo Enel con un 24,6% y Sempra con el 12,6% a setiembre del año 2019. Conforme a ello, el HHI del mercado de usuarios libres en el área de concesión de Luz del Sur fue de 1 834,71, es decir, se trata de un mercado moderadamente concentrado.

Cuadro 9
Ventas de energía eléctrica a usuarios libres en el área de concesión de Luz del Sur (GWh), setiembre 2019

Grupo	Empresa	GWh	Participación individual	Participación del Grupo
Estado	Electricidad del Perú - Electroperú S.A.	4,7	0,1	0,9
	Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. - Egemsa	20,8	0,6	
	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. - San Gabán	3,9	0,1	
	Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A. - Egesur	4,4	0,1	
Engie	Engie Energía Perú S.A. - Engie	1 035,2	28,5	28,5
Enel	Enel Generación Perú S.A.A.	868,3	23,9	24,6
	Enel Generación Piura S.A.	27,4	0,8	
AEF	Termochilca SA	83,8	2,3	2,3
Celepsa	Compañía Eléctrica El Platanal S.A. - Celepsa	350,3	9,6	9,6
Sempra	Luz del Sur S.A.A.	91,2	2,5	12,6
	Inland Energy	366,2	10,1	
ISQ	Kallpa Generación S.A.	267,2	7,4	7,7
	Orazul Energy Perú S.A.	13,6	0,4	
Statkraft	Statkraft Perú S.A.	327,1	9,0	9,0
Colbún-ADIA-Sigma	Fénix Power Perú S.A.	8,9	0,2	0,2
Otros	SDF Energía S.A.C.	4,8	0,1	0,1
	Empresa de Generación Huanza S.A.	1,2	0,0	0,0
	Huaura Power Group S.A.	1,3	0,0	0,0
	Eléctrica Santa Rosa S.A.C.	154,3	4,2	4,2
Total		3 634,77	100,00	100,00
HHI				1 834,71

Fuente: Osinermin

Elaboración: Comisión de Defensa de la Libre Competencia

98. De igual forma, solo Sempra participa en el mercado de usuarios libres en el área de concesión de Luz de Sur. En ese sentido, la operación no reduciría el número de agentes y no podría generar efectos en este mercado.
99. Por otro lado, según lo indicado en la sección (i), se proyecta que Sempra y el Grupo CTG cuenten con capacidad de generación hacia el 2030. Dicha generación puede

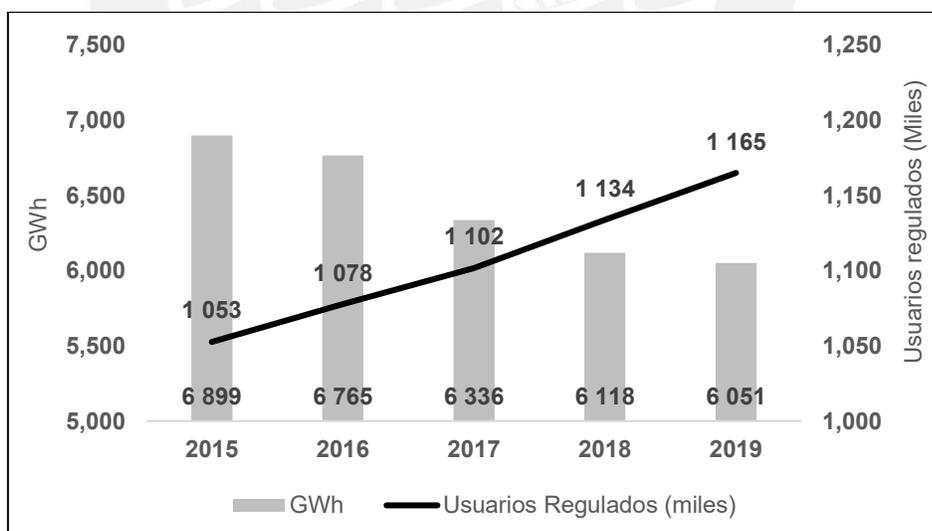
ser comprometida en parte en contratos a usuarios libres, permitiéndoles participar en dicho mercado. Sin embargo, se espera el ingreso de competidores con capacidad de generación que pueden firmar contratos y generar presión competitiva.

100. Sin perjuicio de lo señalado, los posibles riesgos a la competencia relacionados a potenciales restricciones verticales se analizarán en una sección posterior.

(iv) Mercado de distribución

101. En el mercado de distribución, cada empresa posee el monopolio de la distribución de energía eléctrica en su área de concesión. En el presente caso, Sempra a través de Luz del Sur desarrolla sus actividades en los departamentos de Lima e Ica, atendiendo a un millón ciento sesenta y cinco mil (1 165 000) usuarios regulados al año 2019.
102. Entre 2015 y 2019 el número de usuarios regulados en el área de concesión de Luz del Sur se incrementó en 10,7% pasando de 1,05 a 1,17 millones de usuarios regulados. Por otro lado, entre 2015 y 2019, el consumo de energía de sus usuarios regulados se redujo en 12,3% pasando de un consumo de 6 899 GWh al año a solo 6 051 GWh⁷⁹.

Gráfico 4
Consumo y número de usuarios regulados en área de concesión de Luz del Sur 2015 - 2019



Fuente: Osinergmin
Elaboración: Comisión de Defensa de la Libre Competencia

⁷⁹ Osinergmin. Información Comercial al mes de diciembre del 2019. Disponible en: http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/sicom/IC_2019_M12.xlsx (Última visita: 25 de marzo de 2020).



103. Considerando la facturación total de las empresas de distribución a diciembre del año 2019, Luz del Sur representó el 29,3% del total con una facturación de S/ 2 934 millones, suministrando el 31,7% de la energía a usuarios regulados con 6 050 GWh, y atendiendo a 1,17 millones de usuarios regulados que representa el 15,3% del total de usuarios regulados del país. Luz del Sur es el distribuidor más grande según energía suministrada y facturación. Al ser Luz del Sur el único distribuidor la operación de concentración no genera efectos horizontales en el mercado.

5.1.3. Posibles restricciones verticales

(i) Capacidad de generación de Sempra y del Grupo CTG

104. Previamente al análisis de las posibles restricciones verticales de la operación de concentración, resulta relevante evaluar la capacidad de generación de la entidad concentrada.
105. El Grupo CTG controla la Central Hidroeléctrica Chaglla, y se encuentra construyendo la Central Hidroeléctrica San Gabán III. Por su parte, Sempra controla la Central Hidroeléctrica Santa Teresa y tiene proyectado construir la Central Hidroeléctrica Santa Teresa II, la Central Hidroeléctrica Lluclla y la Central Hidroeléctrica Lluta.
106. Respecto a la fecha de entrada en operación de estos proyectos, tanto el Grupo CTG como Sempra ya han establecido contratos comprometiendo la energía que se generará en estos proyectos. [REDACTED]
107. [REDACTED]
108. El escrito de CYPI del 15 de enero de 2020 señala que las centrales del Grupo CTG y de Sempra tendrían hasta 1 084 MW de potencia firme⁸⁰ cuando se culmine la construcción de las centrales hidroeléctricas que tiene en proyecto⁸¹.

⁸⁰ La potencia firme es aquella con la que las empresas de generación pueden establecer contratos.

⁸¹ Al respecto, la Central Hidroeléctrica Chaglla tiene un contrato con Electroperú S.A. por 284 MW que tiene vigencia hasta el año 2030. En tal sentido, la empresa concentrada no tendría acceso a toda la potencia de esta central al momento de la operación.



Cuadro 10
Potencia instalada, efectiva y firme de las centrales del Grupo CTG y Sempra (MW)

Central	Potencia Instalada	Potencia Efectiva	Potencia Firme	Fecha de entrada (1)
Chaglla (Grupo GTC)	467,8	476,74	410,07	En operación
San Gabán III*(Grupo GTC)	205,8	205,8	160	2024
Santa Teresa (Sempra)	118	89,85	61,615	En operación
Santa Teresa II* (Sempra)	284	284	106	2026
Llucila* (Sempra)	292	292	220	2023
Lluta* (Sempra)	159	159	126	2025

* Para las centrales que aún no están en operación, los valores de potencia firme son datos estimados por CYPI.

(1) Según la fecha de inicio de los contratos de suministro que comprometen la energía de los proyectos.

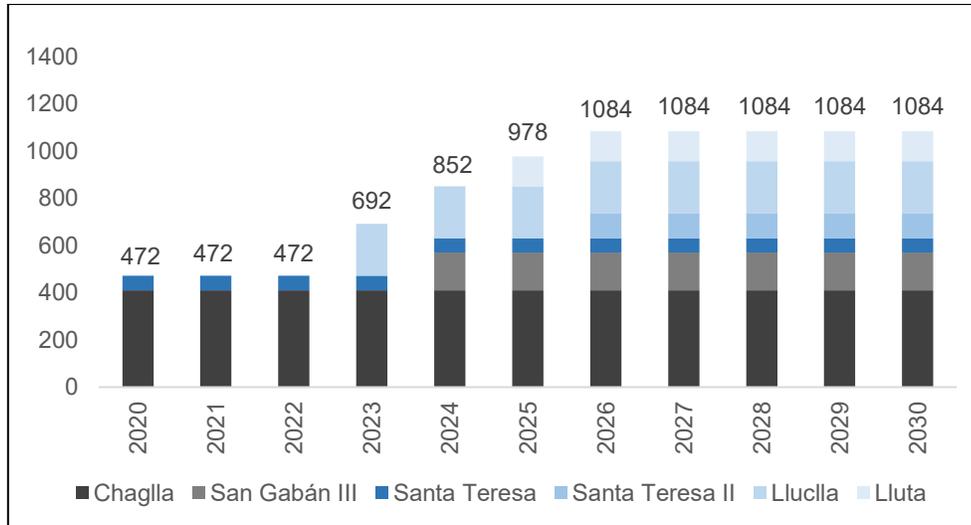
Fuente: Escrito de CYPI del 15 de enero de 2020

Elaboración: Comisión de Defensa de la Libre Competencia

109. En tal sentido la operación permitirá que la empresa concentrada en el 2020 consiga 410 MW de potencia adicionales, de la central Chaglla, alcanzando 472 MW de potencia firme en el año 2020. Para el año 2026 la empresa concentrada conseguiría 570 MW adicionales, de las centrales Chaglla y San Gabán III, alcanzando 1 084 MW de potencia firme total.

[VER GRÁFICO EN LA SIGUIENTE PÁGINA]

Gráfico 5
Potencia efectiva del Grupo CTG y Sempra (MW), 2020-2030



Fuente: Escrito de CYPI del 15 de enero de 2020
Elaboración: Comisión de Defensa de la Libre Competencia

110. Al respecto, Luz del Sur, en el Anexo 2-A de su escrito del 28 de febrero de 2020, ha mencionado que la probabilidad de que algunos de los proyectos ingresen en el año pactado en los contratos de suministro se habría visto afectada por una serie de factores sociales, económicos y políticos. Así, los proyectos Lluclla, Lluta, Santa Teresa 2 y San Gabán III tendrían, actualmente, una probabilidad de 50%, 20%, 25% y 80% de realizarse en la fecha esperada. Sin embargo, Luz del Sur no explica la forma en que los factores sociales, económicos y políticos generarían que la probabilidad de ingreso de los proyectos se reduzca a los niveles señalados.
111. Por otro lado, el Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN del COES, utilizado como base para la elaboración del Plan de Transmisión de 2021 a 2030, no estableció una fecha de entrada específica para estos proyectos, considerando que podrían ingresar al sistema entre el 2024 y 2026⁸².
112. En tal sentido, en el supuesto de que las centrales Lluclla, Lluta, Santa Teresa 2 y San Gabán III no ingresaran en los años previstos en los contratos de suministro, la empresa concentrada no tendría acceso a nuevas fuentes de generación en dichos años, obteniéndolos en la fecha que ingresen a operar, que según el COES sería hacia el 2026 como fecha más lejana.

⁸² COES. Informe COES/DP-01-2019 "Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN". Periodo 2021-2030 Al respecto consultar: http://www.coes.org.pe/portal/browser/download?url=Planificaci%C3%B3n%2FPlan%20de%20Transmision%2FActualizaci%C3%B3n%20Plan%20de%20Transmisi%C3%B3n%202021%20-%202030%2F02.%20Informe%20de%20Diagn%C3%B3stico%202021-2030%2F%2001.%20Informe%2F04_Diagn%C3%B3stico%20de%20Largo%20Plazo%20Periodo%202026-2030.pdf (Última visita: 25 de marzo de 2020).



(ii) Mercado de contratos de suministro para atender a usuarios regulados: empresas de generación y distribución

113. En el mercado de contratos para atender a los usuarios regulados, las distribuidoras tienen la obligación de firmar contratos para la provisión de la demanda de sus usuarios regulados a través de licitaciones o negociaciones bilaterales. La operación de concentración implica la inclusión de centrales de generación que proveen suministro eléctrico (actual y futuro) a un agente verticalmente integrado en los segmentos de generación y distribución.
114. La operación podría incrementar los incentivos del Grupo CTG para dar prioridad a su generación vinculada en la celebración de contratos para atender a los usuarios regulados, y de esta manera se limite el acceso a generadores competidores⁸³. Esta posible restricción es relevante en la medida que Sempra, a través de Luz del Sur comercializó el 31,65%⁸⁴ de la energía a usuarios regulados en el año 2019, siendo el distribuidor más grande del país.
115. Al respecto, conviene tener presente las características del mercado antes de la operación de concentración. Luz del Sur tiene energía contratada para atender a sus usuarios regulados con generadores que no pertenecen a su grupo económico, contratos que provienen de las licitaciones de energía. Para el 2019, Luz del Sur tuvo una potencia contratada (fija y variable) de 1 809,76 MW con el Grupo ISQ (31,52%), el Grupo Colbún-ADIA-Sigma (17,67%), el Grupo Enel (16,97%), el Grupo Engie (16,55%), y el Estado (13,23%) principalmente, como se muestra en el siguiente cuadro.

[VER CUADRO EN LA SIGUIENTE PÁGINA]

⁸³ Organisation for Economic Co-operation and Development. Restructuring Public Utilities for Competition. 2001. Disponible en <https://www.oecd.org/competition/sectors/19635977.pdf>. (Última visita: 25 de marzo de 2020).

⁸⁴ Al respecto, consultar el Sistema de Información Comercial (SICOM) del Osinergmin a diciembre de 2019. Disponible en <https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/publicaciones/regulacion-tarifaria>. (Última visita: 25 de marzo de 2020).

Cuadro 11
Compromisos de ventas de energía con Luz del Sur para atender a usuarios regulados (MW), 2019

Grupo	Empresa	Total	Participación Individual	Participación del grupo
Estado	Electricidad del Perú - Electroperú S A	85,95	4,75	13,23
	Empresa de Generación Eléctrica Arequipa S A - Egasa	108,66	6,00	
	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. - San Gabán	8,75	0,48	
	Empresa de Generación Eléctricas del Sur S.A.	36,16	2,00	
Enel	Enel Generación Perú S.A.A.	231,14	12,77	16,97
	Enel Generación Piura S.A.	29,03	1,60	
	Chinango S.A.C.	46,93	2,59	
ISQ	Orazul Energy Perú S.A.	87,46	4,83	31,52
	Kallpa Generación S.A.	377,95	20,88	
	Termoselva S.R. L.	104,96	5,80	
Engie	Engie Energía Perú S.A. - Engie	299,58	16,55	16,55
Colbún-ADIA-Sigma	Fénix Power Perú S.A.	319,83	17,67	17,67
AEF	Termochilca SA	69,47	3,84	3,84
Volcan	Hidroeléctrica Huanchor S.A.C.	3,94	0,22	0,22
Total		1 809,79	100,00	100,00

Fuente: CYPI

Elaboración: Comisión de Defensa de la Libre Competencia

116. Sin embargo, Luz del Sur tiene contratos con Inland, empresa verticalmente integrada, para atender el suministro de sus usuarios regulados hacia el 2030. Luz del Sur tiene 1 341,68 MW de potencia contratada (fija y variable) para el 2030, siendo sus principales suministradores Inland [REDACTED] y el Grupo ISQ [REDACTED] como se observa en el siguiente cuadro. Adicionalmente, Sempra tiene [REDACTED] potencia contratada con el Grupo CTG a través de la Central Hidroeléctrica San Gabán III (Hydro Global), contrato que fue firmado antes de la operación de concentración⁸⁵.

[VER CUADRO EN LA SIGUIENTE PÁGINA]



Cuadro 12
Compromisos de ventas de energía con Luz del Sur (Sempra) para atender a usuarios regulados (MW), 2030

Grupo	Empresa	Total	Participación Individual	Participación del grupo	
				Antes	Después
Estado				[Entre 1 y 5%]	[Entre 1 y 5%]
Enel				[Entre 5 y 10%]	[Entre 5 y 10%]
ISQ				[Entre 25 y 35%]	[Entre 25 y 35%]
Engie				[Entre 5 y 10%]	[Entre 5 y 10%]
Celepsa				[Entre 1 y 5%]	[Entre 1 y 5%]
Colbún-ADIA-Sigma				[Entre 5 y 10%]	[Entre 5 y 10%]
AEF				[Entre 5 y 10%]	[Entre 5 y 10%]
CTG				[Entre 10 y 15%]	[Entre 35 y 45%]
Sempra				[Entre 25 y 30%]	[Entre 35 y 45%]
Otros				[Entre 1 y 5%]	[Entre 1 y 5%]
Total		1 341,68	100,00	100,00	100,00

Fuente: CYPI

Elaboración: Comisión de Defensa de la Libre Competencia

117. Si bien Luz del Sur tiene contratos para el suministro de energía de sus usuarios regulados hacia el 2030, dichos contratos no respaldarían toda la demanda de sus usuarios regulados durante dicho periodo. En efecto, si se considera una tasa de crecimiento de 3,5% anual^{86 87}, se tiene que Luz del Sur requerirá adquirir energía a

⁸⁶ Se ha considerado una tasa de crecimiento de 3,5% en la medida que fue la que Luz del Sur usó para la proyección de sus requerimientos de demanda en el informe de sustento en el marco de la negociación de las adendas de sus contratos de suministro resultante de licitaciones en el año 2018. Al respecto, consultar:

https://www.osinermin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/licitaciones_y_subastas/licitaciones-de-energia/2018/Aprob_Adenda_LS/Informe-Complementario-LDS.pdf (Última visita: 25 de marzo de 2020).

De igual forma, este valor se encuentra en un punto medio entre el escenario pesimista (3,25) y base (4,2%) de crecimiento de la demanda considerado por el COES en su Informe COES/DP-01-2018 "Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2019 - 2028". Al respecto consultar:

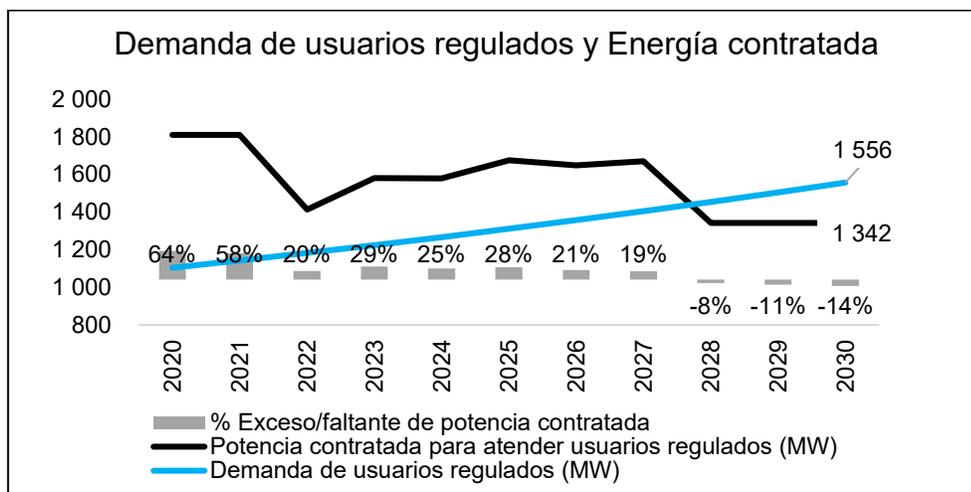
http://www.coes.org.pe/portal/browser/download?url=Planificaci%C3%B3n%2FPlan%20de%20Transmisi%C3%B3n%20de%20Actualizaci%C3%B3n%20de%20Transmisi%C3%B3n%20de%202019%20-%202028%2F09_PropuestaDefinitiva%2FVolumen%20Informe%2F03.Futuros%20de%20Demanda.pdf (Última visita: 25 de marzo de 2020).

Por otro lado, si se considera una tasa de crecimiento anual de 4.5% Luz del Sur podría abastecer la demanda no contratada a partir del año 2028, con una demanda de 227 MW. Por último, si se considera la tasa de crecimiento anual de 3,3%, utilizada en el Anexo 9 del escrito de CYPI del 30 de octubre de 2019, Luz del Sur podría abastecer la demanda no contratada también a partir del año 2028, con una demanda de 89 MW.

⁸⁷ Al respecto, en el escrito de CYPI del 10 de marzo se mencionan una serie de factores futuros que afectarían a las empresas distribuidoras; específicamente se indica que el desarrollo de redes inteligentes, la masificación de tecnologías de eficiencia energética, la generación distribuida, las licitaciones por bloques de energía y el desarrollo del mercado de

partir de 2028 cuando su demanda excedería la energía contratada total (fija y variable)⁸⁸. Así, Luz del Sur requerirá contratar 111 MW en 2028 y 215 MW en 2030 y contaría con energía disponible por parte de sus centrales de generación vinculadas para atender dicha demanda.

Gráfico 6
Potencia contratada por Luz del Sur para atender a usuarios regulados y demanda de usuarios regulados, 2020-2030



Fuente: CYPI

Elaboración: Comisión de Defensa de la Libre Competencia

comercialización, podrían alterar significativamente la dinámica del mercado. En tal sentido, CYPI solicitó que las proyecciones y los posibles escenarios de competencia en el mercado se evalúen de manera conservadora.

Sobre el particular, como se ha mencionado, las proyecciones de demanda que se han considerado para este análisis están basadas en un punto medio entre el escenario pesimista y base de las tasas de crecimiento de la demanda considerado por el COES. Asimismo, esta proyección ya incorporaría los principales factores esperados por Luz del Sur en la medida que es la misma proyección que dicha empresa usó para la proyección de sus requerimientos de demanda en el informe de sustento en el marco de la negociación de las adendas de sus contratos de suministro resultante de licitaciones en el año 2018. En ese sentido, las proyecciones de demanda recogerían los factores futuros señalados por CYPI.

⁸⁸ Al respecto, Osinergmin en su escrito del 24 de enero de 2020, y Kallpa Generación S.A. en sus escritos del 16 de enero de 2020 y del 06 de marzo de 2020 mencionan que Luz del Sur tendría requerimientos de potencia para atender a sus usuarios regulados en el año 2024, bajo el supuesto de que los proyectos de Semptra y el Grupo CTG operen a partir de ese año. Sin embargo, es preciso mencionar que Luz del Sur, antes de la operación de concentración, ya había establecido contratos con Semptra e Hydro Global por lo que los requerimientos de potencia relevantes a analizar serían a partir de 2028 cuando la demanda de Luz del Sur supere a la potencia contratada.



118. Al respecto, el Grupo CTG tendría disponible hasta 126,07 MW de potencia para contratar entre el 2028 y el 2030 a través de la Central Hidroeléctrica Chaglla y 28 MW a través de la Central Hidroeléctrica San Gabán III ^{89 90}.
119. De igual forma, las demás centrales hidroeléctricas que el Grupo CTG adquiriría con la operación – a través de Sempra - tendrían, aproximadamente, 49 MW de potencia disponible para establecer contratos, potencia que podría ser destinada a atender los requerimientos de Luz del Sur⁹¹. De igual forma, si también utiliza la potencia de la Central Hidroeléctrica Santa Teresa, el Grupo CTG tendría 61,6 MW de potencia disponible para establecer contratos⁹².
120. Así, la empresa concentrada podría cubrir toda la potencia requerida para atender a los usuarios regulados de Luz del Sur entre el 2028 y 2030 a través de centrales de generación verticalmente integradas, desplazando a sus competidores^{93 94}. Adicionalmente, luego del 2031 la operación de concentración permitirá que el Grupo CTG cuente con mayor capacidad de generación, debido al vencimiento del contrato de suministro de la Central Hidroeléctrica Chaglla con Electroperú (284 MW). En ese

⁸⁹ Como se mencionó, la Central Hidroeléctrica Chaglla tiene una potencia firme de 410,07 MW y un contrato de suministro de energía con Electroperú S.A. por el cual se compromete a entregar 284 MW por 15 años, de modo que solo tiene 126,07 MW de potencia, aproximadamente, para establecer otros contratos. Así, recién en 2031 se podría contratar toda la energía de esta central.

⁹⁰ Al respecto, el Frente Nacional de los Pueblos del Perú (FENAPP) en su escrito del 17 de diciembre de 2019 mencionó que un generador de electricidad, como lo es el Grupo CTG, a través de la Central Hidroeléctrica Chaglla, tendría incentivos para vender toda la energía producida por su central a los precios más altos posibles. Sin embargo, es importante mencionar que la Central Hidroeléctrica Chaglla solo tiene disponible 126,07 MW de potencia para comercializar, en la medida que cuenta con un contrato con Electroperú S.A. firmado antes de la operación de concentración, y que la normativa establece que el precio máximo al que se pueden establecer contratos que resultan de negociaciones bilaterales es el Precio en Barra.

⁹¹ Considerando la diferencia entre la potencia fija y variable contratada y la potencia firme estimada de dichas centrales declaradas por CYPI en su escrito del 13 de enero de 2020.

⁹² Considerando la potencia firme de esta central declarada por CYPI en su escrito del 13 de enero de 2020.

⁹³ Sobre el particular, CYPI y Luz del Sur, en sus respectivos escritos del 28 de febrero de 2020, mencionan que las empresas de generación no solo participan en el mercado de contratos para atender a usuarios regulados, sino que también buscan atender otros mercados como el mercado de usuarios libres y el mercado *spot*. En tal sentido, no se puede presumir que la empresa integrada destinará toda su potencia a la atención de un solo mercado.

Al respecto, es importante mencionar que Sempra ha contratado [REDACTED] con Luz del Sur para atender a sus usuarios regulados. De igual forma, el Grupo CTG, a través de Hydro Global, también ha contratado [REDACTED] con Luz del Sur para la atención de usuarios regulados. En tal sentido, es posible considerar que, la empresa integrada también utilizará la potencia que tenga disponible para la provisión de usuarios regulados.

⁹⁴ CYPI en su escrito del 9 de marzo de 2020, señaló que el análisis de la operación debe hacerse en el margen, es decir, que la operación debe evaluarse en función de sus efectos adicionales en el mercado. En tal sentido, indican que la comparación de escenarios con y sin operación debe considerar solo la adición de las capacidades de generación de las centrales Chaglla y San Gabán III. Al respecto, si solo se consideran las centrales del Grupo CTG, el cierre de clientes para los requerimientos de potencia de Luz del Sur también puede ocurrir desde el 2028, llegando a ser del 100% de la demanda sin contratos de Luz del Sur en el año 2028 y [entre el 80% y 90%] en el 2029.



contexto, Luz del Sur podrá proveerse de más energía a través de su generación verticalmente integrada.

121. Sin embargo, la estructura de los compromisos de ventas de energía a Luz del Sur, por parte de los generadores, podría verse modificada si los contratos que mantiene con Inland e Hydro Global, los cuales han comprometido la energía de proyectos de generación que aún no entran en funcionamiento, no se ejecutaran en los plazos previstos.
122. En tal sentido, en el supuesto de que las centrales Lluclla, Lluta, Santa Teresa 2 y San Gaban III no ingresaran en los años en los que están previstos, Luz del Sur debería establecer contratos de suministro de energía con otras empresas no vinculadas para poder cubrir los requerimientos de sus usuarios regulados. En el extremo, si consideramos que los cuatro proyectos ingresarían a operar en el sistema recién a finales de 2026, tomando el máximo plazo previsto por el COES, Luz del Sur debería establecer contratos para el suministro de entre 31 MW en 2025 y 244 MW en 2026 lo que podría hacerlo con contratos de corta duración⁹⁵. Posteriormente, en el 2027 las centrales Lluclla, Lluta, Santa Teresa 2 y San Gaban III podrían respaldar la demanda de Luz del Sur⁹⁶. Por último, a partir del 2028 Luz del Sur requerirá contratar energía adicional teniendo disponible generación vinculada.
123. En resumen, en el 2019 toda la demanda de potencia para los usuarios regulados de Luz del Sur se encuentra cubierta por contratos provenientes de las licitaciones de energía con empresas no vinculadas, mientras que en el 2030, Luz del Sur tendría cubierta solo [parte] de su demanda, manteniendo contratos con Inland [REDACTED], Grupo CTG [REDACTED], y otras empresas no vinculadas, a través de contratos bilaterales, principalmente. Así, Luz del Sur requerirá contratar energía a partir del 2028, y contará con energía disponible a través de su generación vinculada.
124. Esta situación podría cambiar en caso de que los proyectos de las centrales Lluclla, Lluta, Santa Teresa 2 y San Gaban III de Inland e Hydro Global no ingresaran en los años en los que están previstos, generando que Luz del Sur deba establecer contratos de suministro de energía con otras empresas no vinculadas para poder cubrir los requerimientos de sus usuarios regulados. Sin embargo, esta situación solo resultaría en un ajuste temporal de las potencias contratadas, por ejemplo, mediante contratos de negociaciones bilaterales de corta duración, hasta que los proyectos de generación ingresen en operación. Luz del Sur requerirá contratar energía a partir del 2028, contando con energía disponible a través de su generación vinculada.
125. Luz del Sur, ha mostrado una tendencia a establecer contratos de suministro de energía con sus generadoras vinculadas; por lo que es probable que, cuando tenga

⁹⁵ Al 2025 el Grupo CTG tendría disponible hasta 126,07 MW de potencia para contratar a través de la Central Hidroeléctrica Chaglla y, a través de la central hidroeléctrica Santa Teresa tendría 61,6 MW de potencia disponible para establecer contratos. Así, Luz del Sur podría respaldar parte de su demanda entre 2025 y 2026 con su generación vinculada.

⁹⁶ Se considera que únicamente varía la fecha de inicio de los contratos de suministro de energía suscritos entre Luz del Sur con Lluclla, Lluta, Santa Teresa 2 y San Gaban III, que son previos a la operación de concentración.



nuevos requerimientos de energía, estos sean atendidos por su generación vinculada, preferentemente. Así, la operación de concentración podría incrementar los incentivos del Grupo CTG para darle prioridad a su generación vinculada en la celebración de contratos para atender a los usuarios regulados, y de esta manera se limite el acceso a generadores competidores. Dicha situación se daría cuando Luz del Sur tenga demanda por contratar y que sus generadoras vinculadas cuenten con energía disponible para atenderla, escenario que se podría dar a partir del 2028.

126. En tal sentido, corresponde definir las acciones que podría desarrollar la empresa concentrada y que tendrían un impacto negativo para la competencia en el mercado; la habilidad que tendría la empresa para que dichas acciones se lleven a cabo; los incentivos que tendría la empresa para decidir ejecutarlas; y los efectos que finalmente tendrían estas acciones en el mercado.

(ii.1) Cierre de clientes

127. Como se ha mencionado, la operación de concentración incrementa el nivel de integración vertical entre el mercado de distribución y el mercado de contratos para el suministro de los usuarios regulados. La empresa concentrada podría usar el poder de compra que posee en el mercado de distribución para darle prioridad en la contratación de suministro para usuarios regulados a la nueva generación vinculada, lo que restringe el acceso de generadores competidores. De esta forma, la empresa concentrada puede bloquear o cerrar a generadores competidores para el suministro de energía a los usuarios regulados.
128. En este caso específico, la empresa concentrada podría comprometer los requerimientos de energía de Luz del Sur, para atender al mercado regulado, con su generación vinculada, limitando el acceso a generadores competidores. La posible restricción a la competencia es relevante en el largo plazo, en la medida que Luz del Sur requerirá contratar 111 MW en el 2028 y 215 MW en el 2030.
129. Así pues, la concentración vertical podría tener como efecto que la empresa concentrada contrate toda la potencia requerida para sus usuarios regulados a través de contratos bilaterales con las empresas generadoras del Grupo CTG, dejando de utilizar el mecanismo de licitaciones o la contratación bilateral con empresas competidoras. De esta forma, la concentración podría limitar la competencia en el suministro de potencia para la atención a usuarios regulados.
130. Para evaluar la probabilidad de un posible cierre de clientes derivado de la operación de concentración se seguirá lo recomendado en las Guías para la evaluación de las operaciones de concentración no horizontales de la Comisión Europea. Dicha guía establece que, en primer lugar, se debe verificar si la empresa concentrada tendría la habilidad de excluir a las empresas competidoras aguas arriba en las compras que realice su empresa vinculada aguas abajo; en segundo lugar, se debe verificar si la empresa concentrada tiene incentivos para reducir las compras de su empresa vinculada aguas abajo a las empresas competidoras aguas arriba; y por último,



verificar si el cierre de clientes tendría un impacto perjudicial significativo en los consumidores de la empresa vinculada aguas abajo⁹⁷.

Habilidad

131. Para determinar que la empresa concentrada puede llevar a cabo un cierre de clientes es necesario evaluar el poder de mercado que esta tendría en el mercado de distribución y los efectos que este cierre podría tener en la habilidad de los generadores para competir dentro del mercado de contratos para usuarios regulados.
132. En primer lugar, es importante recordar que Sempra, a través de Luz del Sur comercializó el 31,7% de la energía destinada a usuarios regulados en el año 2019, siendo el distribuidor más grande del país. Al respecto, Luz del Sur ha sido el distribuidor más grande del país en los últimos 5 años y su participación se ha mantenido constante en el tiempo; así, por ejemplo, se tiene que para el año 2015, Luz del Sur, comercializó el 32,1% de la energía destinada a usuarios regulados.
133. Asimismo, como se ha mencionado, en el mercado de distribución, cada empresa posee el monopolio de la distribución de energía eléctrica en su área de concesión por lo que todos los usuarios regulados que se encuentren en el área de concesión de Luz del Sur no pueden ser atendidos por ningún otro distribuidor. Esta característica es importante ya que, a diferencia de otros mercados, ningún otro suministrador, ya sea distribuidor o generador, puede atender a estos usuarios; siendo la única forma de acceder a esta demanda, a través de un contrato de suministro con Luz del Sur. Tomando en cuenta la cuota de mercado que ha ostentado Luz del Sur y su condición de monopolista se considera que la participación de Luz del Sur respecto de la energía destinada a usuarios regulados se mantendrá constante en el tiempo⁹⁸.
134. Por otro lado, resulta importante analizar no solo la participación de Luz del Sur en la comercialización total de energía destinada a usuarios regulados, sino también la participación que ostenta Luz del Sur en los nuevos requerimientos de energía que se realizarán a futuro.
135. Al respecto, se ha indicado que, si los proyectos de las centrales Lluclla, Lluta, Santa Teresa 2 y San Gaban III ingresan según se tiene programado, Luz del Sur requerirá contratar 111 MW en 2028 y 215 MW en 2030⁹⁹. Sin embargo, en caso de que los

⁹⁷ European Commission. Guidelines on the assessment of non-horizontal mergers under the Council Regulation on the control of concentrations between undertakings. En Official Journal of the European Union. 2008/C 265/07. Disponible en <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:C:2008:265:0006:0025:en:PDF> (Última visita: 25 de marzo de 2020).

⁹⁸ Los requerimientos de energía de todos los distribuidores para atender a usuarios regulados crecen de manera vegetativa año con año por lo que, a futuro, la participación de Luz del Sur no se vería afectada.

⁹⁹ Estos requerimientos son acumulados a cada año. Por ejemplo, en el escenario que las centrales Lluclla, Lluta, Santa Teresa 2 y San Gaban III ingresan según se tiene programado en los contratos de suministro, la demanda regulada de Luz del Sur excederá a toda su potencia contratada en 111 MW en el año 2028 los que tendrán que ser contratados con algún generador; para el año 2029 la demanda excederá a la potencia contratada en 162 MW, es decir, que se requerirán



proyectos no entren en operación hasta el 2030, Luz del Sur requeriría contratar entre 31 MW en 2025 y 244 MW en 2026¹⁰⁰. En ambos escenarios, Luz del Sur tendrá demanda sin contratar para atender a sus usuarios regulados a partir del 2028.

136. De igual forma, los demás distribuidores también tendrían que realizar requerimientos de energía en los próximos años para atender a sus usuarios. Al año 2022, las demás distribuidoras requerirían contratar 121 MW de potencia mientras que para el 2030 requerirían 1 983 MW¹⁰¹.
137. Si se consideran los requerimientos de energía adicionales cada año, donde los generadores compiten por cubrir la demanda de las distribuidoras, en el escenario que las centrales Lluclla, Lluta, Santa Teresa 2 y San Gaban III ingresan según se tiene programado o entran a partir del 2026, los requerimientos adicionales de Luz del Sur representarían el 26% de los requerimientos de todos los distribuidores del país al año 2028, mientras que para el 2030 representarían el 36%¹⁰².

[VER GRÁFICO EN LA SIGUIENTE PÁGINA]

51 MW adicionales; mientras que para el año 2030, la demanda excederá a la potencia contratada en 215 MW, es decir, que se requerirán 53 MW adicionales.

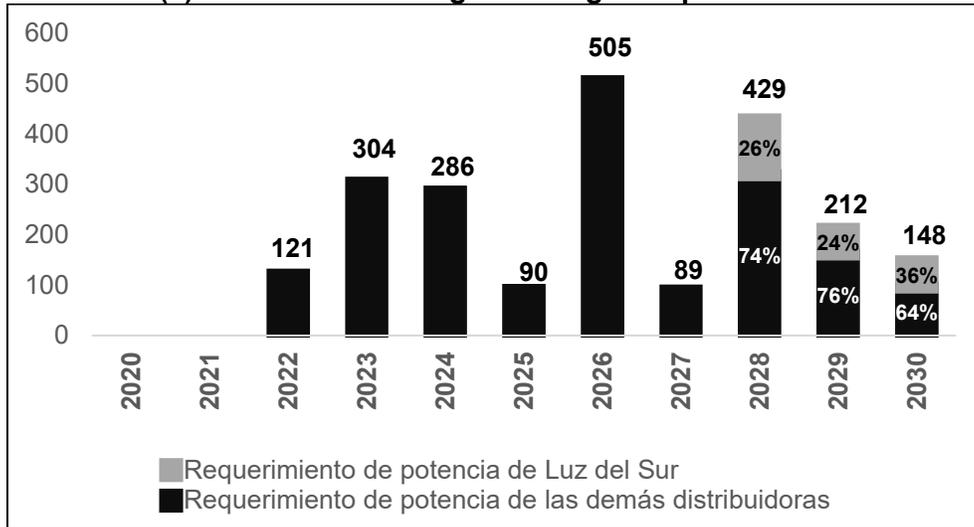
¹⁰⁰ En el escenario que las centrales mencionadas no ingresan según se tiene programado, la demanda regulada de Luz del Sur excederá a toda su potencia contratada en 31 MW en el año 2025 los que tendrán que ser contratados con algún generador; para el año 2026 la demanda excederá a la potencia contratada en 244 MW, es decir, que se requerirán 213 MW adicionales que se podrán cubrir con contratos bilaterales de corto plazo. A partir del 2028 Luz del Sur tendrá demanda sin contratar que podrá ser abastecida por su generación vinculada.

¹⁰¹ Estos requerimientos son acumulados a cada año. Por ejemplo, la demanda regulada de los demás distribuidores excederá a toda su potencia contratada en 135 MW en el año 2022 los que tendrán que ser contratados con algún generador; para el año 2023 la demanda excederá a la potencia contratada en 439 MW, es decir, que se requerirán 304 MW adicionales; mientras que para el año 2024, la demanda excederá a la potencia contratada en 725 MW, es decir, que se requerirán 286 MW adicionales.

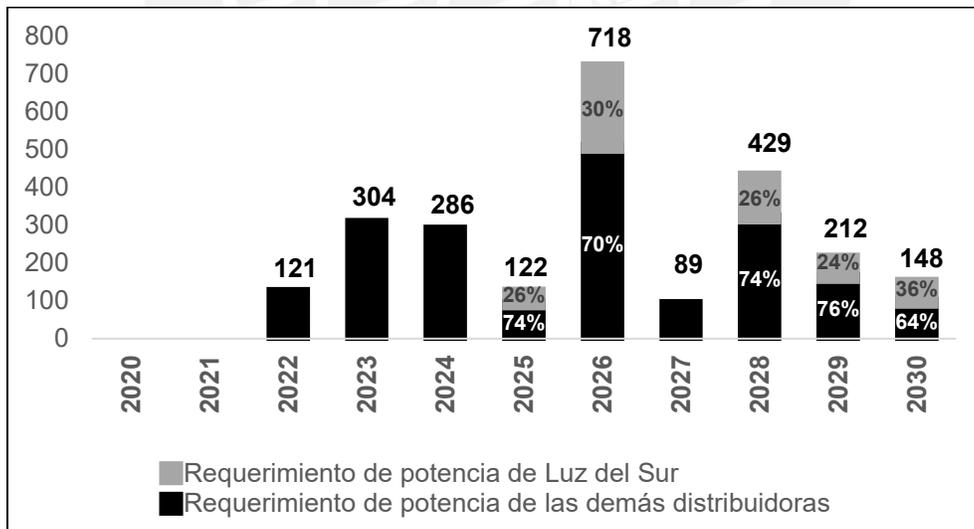
¹⁰² Sobre el particular, CYPI, en su escrito del 28 de febrero de 2020, mencionan que los requerimientos de energía de Luz del Sur representan solo el 1,5% de la demanda futura del sistema. De igual forma, Luz del Sur, en su escrito del 28 de febrero de 2020, menciona que los requerimientos de energía de Luz del Sur para el año 2028 solo representa el 11% de su demanda y solo un 1,6% de la demanda a nivel nacional. Así, CYPI señala que el potencial cierre de clientes es mínimo y no tendría efectos sobre los generadores. Al respecto, a diferencia de lo indicado por CYPI, se observa que la demanda de Luz del Sur representaría el 26% y el 36% de toda la demanda a contratar para atender el suministro a usuarios regulados en el 2028 y 2030 respectivamente.

Gráfico 7
Potencia requerida cada año por Luz del Sur y los demás distribuidores para atender a usuarios regulados (MW), 2020-2030

(a) Si las centrales ingresan según lo planificado



(b) Si las centrales retrasan su ingreso hasta finales de 2026



Fuente: CYPI y Osinergmin
 Elaboración: Comisión de Defensa de la Libre Competencia

138. Los requerimientos de energía que Luz del Sur realizaría año a año resultarían importantes para los demás generadores en el mercado ya que representan más del 24% de los requerimientos de energía de los distribuidores en el país.



139. De esta forma, en la medida que Luz del Sur representa más del 30% de la demanda de suministro para usuarios regulados¹⁰³ y que los requerimientos de demanda de Luz del Sur entre el 2028 y 2030 representan entre el 24% y 36% de requerimientos totales para el suministro de usuarios regulados en dichos años, se considera que el Grupo CTG tendría la habilidad realizar un cierre de clientes, contratando todos los requerimientos de energía de Luz del Sur con su generación vinculada mediante contratos bilaterales, dejando de contratar con empresas no vinculadas.

Incentivos

140. Ahora bien, es necesario evaluar la existencia de incentivos que tendría la empresa concentrada para realizar el cierre de clientes a través de la contratación de toda la potencia requerida para sus usuarios regulados a través de contratos resultantes de negociaciones bilaterales con las empresas generadoras del Grupo CTG, dejando de utilizar el mecanismo de licitaciones o la contratación bilateral con empresas competidoras.
141. En relación con las licitaciones, cuando una empresa de distribución contrata sus requerimientos de energía a través de dicho mecanismo puede obtener beneficios económicos (hasta un 3% del precio de la energía) al realizar la convocatoria anticipada de estas¹⁰⁴. De igual forma, las empresas generadoras tendrían incentivos para participar en los procesos de licitación pues les permite obtener un ingreso permanente y predecible en contratos de largo plazo¹⁰⁵.
142. En cuanto a los contratos bilaterales, si una empresa de distribución contrata sus requerimientos de energía a través de dicho mecanismo podría obtener beneficios económicos ya que cualquier descuento por debajo del Precio en Barra (precio máximo de dichos contratos) es compartida equitativamente con los usuarios regulados. De igual forma, el establecimiento de contratos bilaterales permite que los distribuidores puedan solucionar descalces de corto plazo de la demanda de sus usuarios regulados y su potencia contratada, siendo un mecanismo eficiente^{106 107}.

¹⁰³ La Comisión Europea considera operaciones de concentración no horizontales, que incluye las concentraciones verticales, con participaciones por debajo del 30% improbablemente generarían preocupaciones de competencia. En el presente caso, la participación de Luz del Sur supera dicho umbral. European Commission. Guidelines on the assessment of non-horizontal mergers under the Council Regulation on the control of concentrations between undertakings. En Official Journal of the European Union. 2008/C 265/07. Disponible en <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:C:2008:265:0006:0025:en:PDF> (Última visita: 25 de marzo de 2020).

¹⁰⁴ Según lo señalado por Luz del Sur en su escrito del 28 de febrero de 2020.

¹⁰⁵ CYPI, en su escrito del 9 de marzo de 2020, menciona que los contratos resultantes de negociaciones bilaterales son menos atractivos para los generadores que los contratos resultantes de licitaciones, en la medida que el precio de los primeros son más volátiles.

¹⁰⁶ En ese sentido, CYPI, en su escrito del 9 de marzo de 2020, menciona que los contratos bilaterales representan un mecanismo más flexible que los contratos resultantes de licitaciones debido a que permiten ajustar diversas variables como precios, cantidades contratadas, plazos, entre otros.

¹⁰⁷ CYPI, en su escrito del 28 de febrero de 2020, menciona que los contratos bilaterales permitirían a los distribuidores reducir el riesgo de sobrecontratación al incluir cláusulas de rescisión de forma unilateral. Al respecto, según lo observado en la información de los contratos bilaterales que obran en el expediente se ha encontrado que cualquier rescisión de contratos de manera unilateral estaría asociada a penalidades que una de las partes debería asumir.



143. En el presente caso, es necesario tomar en cuenta que no se puede analizar los incentivos de la empresa de distribución y generación por separado ya que, al ser una empresa verticalmente integrada, las decisiones de contratación preferidas serán aquellas que generen un mayor beneficio para ambos segmentos. En tal sentido, corresponde evaluar los incentivos que tendría el Grupo CTG para establecer contratos para el suministro de usuarios regulados a través de negociaciones bilaterales entre empresas vinculadas, negociaciones bilaterales con empresas no vinculadas y licitaciones, siguiendo lo establecido en la Ley 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica (en adelante, Ley 28832) ¹⁰⁸.
144. Sobre los contratos a través de licitaciones y los contratos bilaterales entre empresas vinculadas; si bien el Grupo CTG puede obtener un beneficio de hasta 3% del precio de energía a través de su distribuidora al realizar las licitaciones de energía de manera anticipada se debe considerar que el Grupo CTG cuando realiza licitaciones parte de la energía licitada no sería suministrada por sus propias centrales de generación, al competir con otros generadores.
145. Por ello, a pesar de que podría obtener un beneficio de hasta 3% por el lado de la distribución, no lograría contratar toda, o la mayor parte, de la potencia de sus generadoras, obligándolas a recurrir a otros mercados y mecanismos de contratación menos estables. De igual forma, incluso en el caso en que la potencia de una generadora sea adjudicada en un proceso de licitación, existiría la posibilidad de que se obtenga un precio por energía bajo, incluso menor al Precio en Barra vigente, ya que la generadora podría ofertar menores precios con la esperanza de adjudicarse una mayor parte del contrato.
146. Sobre el particular, de la información de los procesos de licitación realizados a la fecha, cuando una empresa distribuidora verticalmente integrada licita sus requerimientos de energía, generalmente, sus empresas vinculadas solo se adjudican el 37% de la energía convocada ¹⁰⁹. Por otro lado, considerando los datos a diciembre de 2019, el 61,4% de la potencia contratada mediante licitaciones tienen precios por debajo del Precio en Barra vigente para esta fecha; específicamente, esta potencia tiene un precio promedio ponderado menor en 3% que el Precio en Barra ¹¹⁰.

¹⁰⁸ Se considera que las generadoras buscarán establecer contratos para el suministro de usuarios regulados. Dicho supuesto resulta razonable en la medida que [la mayoría] de la capacidad de generación firme de la generación de Semptra (considerando las centrales Santa Teresa II, Lluclla y Lluta) y [REDACTED] de Hydro Global está contratada para el suministro a usuarios regulados al 2019.

¹⁰⁹ Se han considerado los procesos de licitación convocados por Enel Distribución S.A.A. que es una empresa distribuidora que se encuentra verticalmente integrada con empresas generadoras. Por ejemplo, la potencia total licitada en el proceso de licitación ED-01-2015-LP fue de 300 MW, de los cuales 240 MW correspondían a Enel Distribución S.A.A. y 60 MW, a Luz del Sur. Del total licitado, las centrales vinculadas con Enel Distribución S.A.A. se adjudicaron 90 MW que representa el 30% del total licitado. En general, si se consideran todos los procesos de licitación convocados a la fecha, desde el 2009, las generadoras del Grupo Enel solo se han adjudicado el 36,6% de la energía demandada por su distribuidora vinculada Enel Distribución S.A.A.

¹¹⁰ Por ejemplo, a diciembre de 2019 el Precio en Barra vigente es de cts S/ 21,08 por kWh. Así, en la licitación Distriluz 2013-2022 – Primera Convocatoria, el generador Electricidad del Perú - Electroperú S.A. tiene un precio promedio ponderado de cts S/ 20,52 por kWh, que es menor en 2,6% al Precio en Barra vigente. De igual forma, en la licitación 52/109



147. Así, a pesar de que el mecanismo de licitaciones podría generar ingresos adicionales para las empresas de distribución, estos podrían no ser suficientes para compensar los menores ingresos que podrían obtener sus empresas de generación vinculada debido a que no lograrían contratar toda su potencia o a que se adjudicarían contratos con precios menores a la tarifa de barra vigente¹¹¹. Las empresas de generación vinculadas del Grupo CTG tendrían que buscar demanda adicional para contratar toda su potencia, contratos que podrían ser a un precio menor al Precio en Barra vigente por la competencia que enfrentarían o por el poder de negociación del cliente. De esta forma, la empresa integrada puede obtener menores beneficios si adjudica su demanda requerida a través de licitaciones respecto a contratar bilateralmente entre sus vinculadas.
148. Por otro lado, con relación a los contratos bilaterales entre empresas no vinculadas y los contratos bilaterales entre empresas vinculadas; a pesar de que el Grupo CTG podría obtener beneficios para su distribuidora si decide contratar sus requerimientos de energía a través de contratos resultantes de negociaciones bilaterales a un precio menor que el Precio en Barra vigente¹¹², sus empresas generadoras vinculadas tendrían que contratar su potencia a un precio menor al Precio en Barra dependiendo de la competencia de otros generadores o del poder de compra de las distribuidoras¹¹³.
149. De esta forma, el Grupo CTG al no realizar contratos bilaterales entre sus empresas vinculadas obtendría menores beneficios respecto a los que percibiría si la distribuidora y las generadoras vinculadas realicen un contrato de suministro al Precio en Barra.
150. De igual forma, a través de contratos resultantes de negociaciones bilaterales, el Grupo CTG podría comprometer toda, o la mayor parte, de la potencia de sus empresas generadoras vinculadas, reduciendo las posibles incertidumbres de ingresos que estas podrían tener; además, podrían tener una duración mayor al de otros contratos bilaterales en la medida que los mismos se realizan entre empresas

Distriluz 2013-2022 – Segunda Convocatoria, el generador Statkraft Perú S A. tiene un precio promedio ponderado de cts S/ 19,83 por kWh, que es menor en 6,0% al Precio en Barra vigente.

¹¹¹ Sobre el particular, CYPI, en su escrito del 28 de febrero de 2020, menciona que las generadoras se verían incentivadas a participar de licitaciones en lugar de contratos resultantes de negociaciones bilaterales debido a que en las primeras podrían obtener mejores precios. Sin embargo, se ha mostrado que, en algunos casos, las empresas generadoras podrían adjudicarse contratos con precios menores que el precio máximo de los contratos resultantes de negociaciones bilaterales.

¹¹² Por ejemplo, a diciembre de 2019 el Precio en Barra vigente fue de cts S/ 21,08 por kWh. Así, si una empresa de distribución establece un contrato bilateral con una empresa de generación por un precio de cts S/ 18,97 por kWh (10% menor al Precio en Barra), esta recibiría un ingreso de cts S/ 1,05 por kWh, que corresponde al 50% de la diferencia entre el Precio en Barra vigente y la tarifa negociada, mientras que el generador solo recibiría un pago de cts S/ 18,97 por kWh.

¹¹³ Considerando el ejemplo anterior, si la empresa de distribución establece un contrato bilateral con una empresa de generación no vinculada por un precio de cts S/ 18,97 por kWh (10% menor al Precio en Barra), recibiría un ingreso de cts S/ 1,05 por kWh. Asimismo, la empresa generadora vinculada contrataría a cts S/ 18,97 por kWh. Así, el ingreso del grupo sería de cts S/ 20,03 por kWh, que es menor que el precio máximo que podrían recibir que es el Precio en Barra vigente de cts S/ 21,08 por kWh.



vinculadas. Así, los contratos bilaterales entre vinculados otorgarían más estabilidad a generadores y distribuidores que los contratos bilaterales con no vinculados.

151. Al respecto, se ha observado que los contratos resultantes de negociaciones bilaterales que ha establecido Sempra con su generación vinculada tiene un plazo *[mayor a 15 años]* con un precio *[similar]* al Precio en Barra vigente en cada momento¹¹⁴; mientras que los contratos con la generación no vinculada tienen un plazo promedio de 10 años con un precio *[similar]* al Precio en Barra vigente¹¹⁵.
152. Adicionalmente, las empresas de generación del Grupo CTG podrían tener problemas para establecer contratos resultantes de negociaciones bilaterales con otros distribuidores no vinculados para atender el suministro a usuarios regulados, en la medida que en el mercado se privilegia la contratación a través de licitaciones. En efecto, en el 2019 solo el 3,2% de la potencia requerida para atender a los usuarios regulados se comprometió mediante contratos resultantes de negociaciones bilaterales¹¹⁶.
153. En tal sentido, considerando los beneficios totales que una empresa verticalmente integrada podría obtener, si existirían incentivos para realizar el cierre de clientes a través de la contratación de toda la potencia requerida para sus usuarios regulados a través de contratos resultantes de negociaciones bilaterales con las empresas generadoras del Grupo CTG, dejando de utilizar el mecanismo de licitaciones o la contratación bilateral con empresas competidoras¹¹⁷.

Efectos

154. El potencial cierre de clientes por parte de la entidad concentrada generaría que los requerimientos de potencia de Luz del Sur para atender la demanda de los usuarios regulados en su área de concesión no estén disponibles para generadores competidores, sea a través de licitaciones o contratos bilaterales. Así, el cierre de

114

115

¹¹⁶ Si bien, la participación de los contratos resultantes de negociaciones bilaterales para el suministro de usuarios regulados será mayor a futuro, esto es por el efecto de la mayor contratación de Luz del Sur a través de esta modalidad. En general, los demás distribuidores tenderán a contratar mediante licitaciones ya que ha sido el mecanismo que han usado desde el año 2009.

¹¹⁷ Sobre el particular, Luz del Sur, en su escrito del 28 de febrero de 2020, mencionan que se debe demostrar que la contratación de los requerimientos de energía de Luz del Sur a través de contratos bilaterales con sus vinculadas no obedece a razones más allá de la eficiencia; sin embargo, no ha especificado cuales serían aquellas eficiencias que se alcanzarían mediante esta forma de contratos. De lo señalado en la presente sección se desprende que la contratación bilateral es la que genera mayores beneficios para una empresa verticalmente integrada.

De igual forma, CYPI, en su escrito del 9 de marzo de 2020, mencionan que el establecimiento de contratos bilaterales para el suministro futuro de usuarios regulados con empresas no vinculadas, evidencia que no ha priorizado la contratación a empresas vinculadas. Al respecto, es importante mencionar que, si bien Luz del Sur tiene contratos bilaterales con otras empresas, la mayor participación de su suministro es con Inland, su empresa vinculada, que *[es superior al 65%]* de toda la potencia contratada a través de contratos bilaterales al 2030.



clientes puede limitar la competencia y reducir los incentivos para el ingreso de nuevas centrales de generación.

155. Las licitaciones de energía han sido un mecanismo que permitió el ingreso de proyectos de generación, sobre todo de generación hidráulica y la basada en recursos renovables. Al respecto, el 32,2% de la nueva energía firme que ingresó entre 2010 y 2019 fueron de proyectos de centrales térmicas e hidroeléctricas que se adjudicaron energía en los procesos de licitación de largo plazo para el suministro de usuarios regulados¹¹⁸. Si bien los procesos de licitación realizados por la Agencia de Promoción de la Inversión Privada – Proinversión han permitido el ingreso del 47,6% de la energía firme¹¹⁹, dichos procesos responden a decisiones específicas y centralizadas por el Estado, mientras que las licitaciones de energía de largo plazo para el suministro de usuarios regulados buscan satisfacer los excesos de demanda de energía de dichos usuarios, siendo un mecanismo descentralizado que responde a las condiciones del mercado eléctrico.
156. Así, las licitaciones de energía, al permitir el ingreso de nuevas centrales ampliaron la oferta de generación favoreciendo la competencia, respaldando la demanda de energía de los usuarios regulados. Asimismo, el ingreso de nuevas centrales también contribuye con la provisión eficiente de energía para usuarios libres.
157. Los incentivos que contaría Luz del Sur para contratar con su generación vinculada reducirían la demanda a atender por parte de los generadores competidores, actuales y potenciales. Así, la operación de concentración puede reducir los incentivos para el ingreso de nuevas centrales de generación, afectando la oferta de generación, y

¹¹⁸ Corresponde a la energía firme de las centrales hidroeléctricas Maraón de Celepsa Renovables S.R.L., la central Quitaraca de Engie Energía Perú S.A. y la mitad de la energía de la central Cerro del Águila de Kallpa Generación S.A.; y a las centrales térmicas Fenix de Fénix Power Perú S.A., la central Santo Domingo de Olleros de Termochilca SA., y la energía firme del mejoramiento de la central Kallpa, que cambió de ciclo simple a ciclo combinado, de Kallpa Generación S.A. Es importante mencionar que la central Cerro del Águila de Kallpa Generación S.A. tiene una potencia efectiva de 545 MW y su entrada se relaciona a las licitaciones para el suministro de energía a usuarios regulados y por licitaciones de Proinversión. Al respecto, esta empresa se adjudicó un contrato de 202 MW en la Licitación LDS-01-2011-LP: 2018 - 2027 Primera Convocatoria, cuya fecha de convocatoria fue el 05 de mayo de 2011; y dentro del proceso de licitación organizado por Proinversión denominado Energía de Centrales Hidroeléctricas, se comprometió a construir una central de 200 MW en su contrato firmado el 01 de julio de 2011.

¹¹⁹ Corresponde a la energía firme de las centrales hidroeléctricas Chaglla de Empresa de Generación Huallaga SA, la central Cheves de Statkraft Perú S.A., la central Santa Teresa de Inland Energy S.A.C., la central Yuncán de Engie Energía Perú S.A. y la central Cerro del Águila de Kallpa Generación S.A. (la mitad de su potencia); y a las centrales térmicas Puerto Bavo de Samay I S.A., y la central Nodo Energético Ilo de Engie Energía Perú S.A. Es importante mencionar que no se está considerando las centrales de reserva fría ya que el COES no las considera en el cálculo de la energía firme del sistema.



limitando las alternativas de aprovisionamiento para los usuarios regulados en el futuro^{120 121}.

158. El escenario descrito podría contribuir a afectar las condiciones de oferta de generación que se espera en los próximos años. En particular, el COES estima que hacia el 2030 el precio de la energía se incrementará, producto de la escasez de fuentes de energía eficientes. Así, la operación de concentración contribuiría con la escasez de fuentes de generación, afectando los precios de la energía incrementándolos aún más¹²².
159. La operación de concentración al incentivar el cierre de clientes podría afectar a los precios de generación que pagan los usuarios regulados, que es el Precio a Nivel Generación (en adelante, PNG)¹²³. El detalle de los cálculos del impacto de la operación de concentración en el PNG se puede ver en el Anexo 2.
160. De acuerdo con el artículo 29 de la Ley 28832, el PNG se calcula como el promedio ponderado de los Contratos resultantes de negociaciones bilaterales, cuyo precio máximo es el Precio en Barra; y de los Contratos resultantes de licitaciones, cuyos precios serán los Precios Firmes resultantes de cada licitación. La información que esta Comisión ha accedido indica que el precio de los contratos bilaterales es el Precio en Barra, por lo que en adelante se considera como precio de los contratos bilaterales al Precio en Barra.
161. Específicamente, el PNG se calcula usando la siguiente fórmula:

$$\text{PNG} = (a) * \text{Precio en Barra} + (1-a) * \text{Precio ponderado de las Licitaciones}$$

Donde:

- “a” es la proporción de la potencia contratada mediante Contratos resultantes de negociaciones bilaterales.

¹²⁰ En el Anexo A del escrito de Luz del Sur del 28 de febrero de 2020, se menciona que la demanda residual del mercado, que es la demanda total regulada menos la demanda de Luz del Sur autoabastecida, se beneficiaría de una mayor competencia, lo que generaría que las nuevas licitaciones para abastecer la demanda de los distribuidores se realizarán a un menor precio.

Al respecto, como se ha mencionado, la contratación exclusiva de Luz del Sur con su generación vinculada podría reducir los incentivos para el ingreso de nuevas centrales de generación, afectando la oferta de generación y por consiguiente, reduciendo la presión competitiva en los procesos de licitación futuros.

¹²¹ De igual forma, Kallpa Generación S.A. en su escrito del 16 de enero de 2020 menciona que la operación de concentración podría afectar el desarrollo de nuevos proyectos por parte de generadores no vinculados.

¹²² COES. Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN. Periodo 2021 – 2030. Anexo H: Evaluación de largo plazo de la “generación eficiente” en el SEIN. Al respecto, consultar: http://www.coes.org.pe/portal/browser/download?url=Planificaci%C3%B3n%2FPlan%20de%20Transmision%2FActualizaci%C3%B3n%20Plan%20de%20Transmisi%C3%B3n%202021%20-%202030%2F02.%20Informe%20de%20Diagn%C3%B3stico%202021-2030%2F%2002.%20Anexos%2FAnexo-H.%20Generaci%C3%B3n%20Eficiente%2FAnexo-H_GeneracionEficiente.pdf (Última visita: 25 de marzo de 2020).

¹²³ De acuerdo con el Artículo 1 de la Ley 28832.



VERSIÓN PÚBLICA

- “Precio en Barra” es un precio calculado por Osinergmin y el precio máximo que pueden tener los Contratos resultantes de negociaciones bilaterales.
 - “1-a” es la proporción de la potencia contratada mediante Contratos resultantes de licitaciones.
 - “Precio ponderado de las Licitaciones” es el precio ponderado de los Precios Firmes resultantes de cada licitación.
162. Como se ha mencionado anteriormente el Grupo CTG podría comprometer los requerimientos de energía de Luz del Sur para atender al mercado regulado con su generación vinculada, a través de contratos resultantes de negociaciones bilaterales lo que limitaría el acceso a generadores competidores. La posible restricción sería relevante a futuro, en la medida que Luz del Sur requerirá contratar 111 MW en el 2028 y 215 MW en el 2030¹²⁴.
163. Si el Grupo CTG contrata sus futuros requerimientos de energía con sus generadores vinculados, los generadores competidores no podrían acceder a dicha demanda a través de licitaciones o contratos bilaterales.
164. Al respecto, se observa que la mayor proporción de la energía para suministrar a usuarios regulados corresponde a contratos de licitaciones de energía. En ese sentido, se esperaría que los generadores competidores de la empresa concentrada no podrían acceder a la energía que Luz del Sur podría requerir a través de licitaciones de energía ¹²⁵. Por ello, se evalúan los efectos que genera que el Grupo CTG no requiera energía a través de licitaciones y privilegie la contratación bilateral con sus centrales vinculadas.
165. La operación de concentración al reducir la cantidad de energía a adquirir a través de licitaciones afectaría el precio de la energía de las licitaciones, donde el efecto sobre el PNG dependerá de la proporción de energía en licitaciones (1-a) y de la diferencia entre el Precio en Barra y el Precio ponderado de las Licitaciones que se proyecte hacia el 2030. De esta forma, el efecto de la operación de concentración sobre el PNG dependerá de dos factores: (i) el precio de la energía de las licitaciones, y (ii) de la importancia de la diferencia entre el Precio en Barra y el Precio ponderado de las Licitaciones.
166. En relación con el primer factor, la operación de concentración al reducir la cantidad de energía que se adquiriría a través de las licitaciones incrementaría el precio de la energía. La menor demanda generaría que los procesos de licitación tengan menores

¹²⁴ Como se ha mencionado, actualmente, Luz del Sur tendría cubiertos todos sus requerimientos de demanda hasta el año 2027 y recién en el 2028 requeriría establecer un nuevo contrato para suministro de energía ya que la demanda de sus usuarios regulados superaría la potencia que tiene contratada.

¹²⁵ Al 2019, el 97% de los requerimientos de energía para atender a usuarios regulados se han contratado mediante procesos de licitación, mientras que solo el 3% lo ha hecho a través de contratos bilaterales.

economías de escala, incrementando potencialmente el precio resultante de la licitación^{126 127}.

167. Considerando la información de los procesos de licitación adjudicados a la fecha, se observa una relación entre la demanda solicitada en los procesos de licitación y los precios adjudicados, como se detalla en el Anexo 1. De acuerdo con la información disponible, se estima que la reducción en 1% en la demanda de potencia solicitada en un procedimiento de licitación está relacionada con un incremento de los precios promedios adjudicados por los generadores entre 0,044% y 1,73%.
168. En cuanto al segundo factor, la importancia de la diferencia entre el Precio en Barra y el Precio ponderado de las Licitaciones está en función de la proporción de energía en contratos bilaterales (a) y en licitaciones (1-a) y de la diferencia entre el Precio en Barra y el Precio ponderado de las Licitaciones (en adelante, Diferencia de Precios), como se observa en la fórmula del PNG presentada en el numeral 161 de la presente Resolución.
169. Se proyecta la proporción de energía en contratos bilaterales “a”, considerando principalmente que en el periodo 2019 a 2030 la demanda de potencia para atender a usuarios regulados crecerá a 3,5% anual¹²⁸, que los contratos de Luz del Sur entran en vigencia en la fecha establecida, y que la energía requerida por Luz del Sur será contratada completamente con su generación vinculada mediante contratos resultantes de negociaciones bilaterales. Al 2020 el valor de “a”, es decir la proporción de la potencia contratada mediante Contratos resultantes de negociaciones bilaterales es 3% mientras que para el 2030 sería 21% antes de la operación de concentración, y de 26% con la operación de concentración.

¹²⁶ El argumento principal a favor de la contratación centralizada radica en las posibles economías de escala. Las compras por volumen permiten obtener reducciones significativas en el precio de los bienes o recibir mejores servicios a menores costos. Véase OCDE (2000). “Centralised and Decentralised Public Procurement”, Sigma Programme, p. 6.

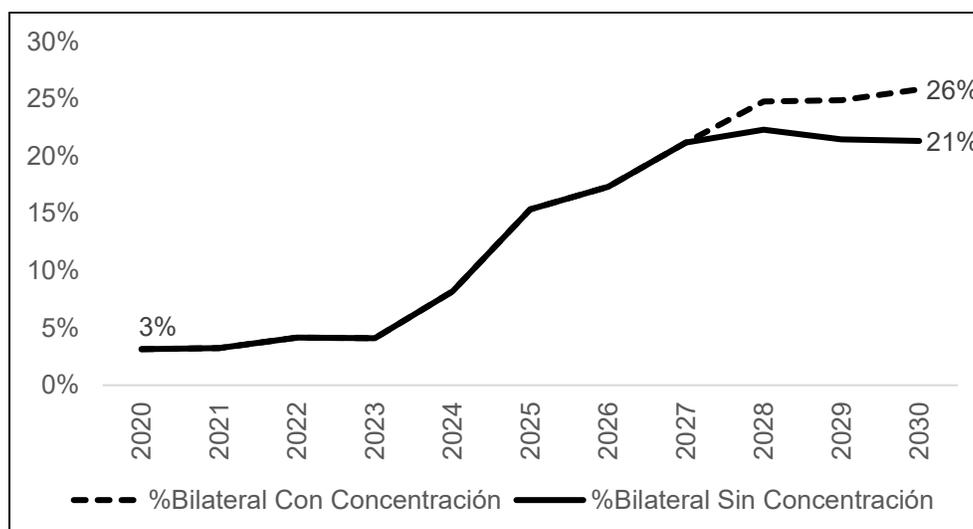
¹²⁷ De igual forma, Kallpa Generación S.A., en su escrito del 6 de marzo de 2020, menciona que la operación de concentración podría afectar la competencia en los procesos de licitación para el suministro de energía a usuarios regulados, generando incremento de los precios resultantes de las licitaciones.

Por otro lado, Luz del Sur, en su escrito del 28 de febrero de 2020, señala que una reducción en la potencia demandada en los procesos de licitación podría incentivar una mayor presión competitiva entre los demás generadores, pudiendo tener un efecto en la reducción de los precios. Al respecto, lo señalado no considera que la reducción de la potencia puede ocasionar que generadores entrantes decidan no participar en el mercado o retrasen su ingreso, con lo que no existiría la presión competitiva señalada. Este aspecto es relevante, considerando que las licitaciones de energía son un mecanismo de mercado que permite el ingreso de nueva generación.

¹²⁸ Al respecto, en el escrito de CYPI del 10 de marzo se mencionan una serie de factores futuros que afectarían a las empresas distribuidoras; específicamente se indica que el desarrollo de redes inteligentes, la masificación de tecnologías de eficiencia energética, la generación distribuida, las licitaciones por bloques de energía y el desarrollo del mercado de comercialización, podrían alterar significativamente la dinámica del mercado. En tal sentido, CYPI solicitó que las proyecciones y los posibles escenarios de competencia en el mercado se evalúen de manera conservadora.

Sobre el particular, como se ha mencionado, las proyecciones de demanda que se han considerado para este análisis están basadas en un punto medio entre el escenario pesimista y base de las tasas de crecimiento de la demanda considerado por el COES. Asimismo, esta proyección ya incorporaría los principales factores esperados por Luz del Sur en la medida que es la misma proyección que ella usó para la proyección de sus requerimientos de demanda en el informe de sustento en el marco de la negociación de las adendas de sus contratos de suministro resultante de licitaciones en el año 2018. En ese sentido, las proyecciones de demanda recogerían los factores futuros señalados por CYPI.

Gráfico 8
Proporción de la potencia contratada mediante Contratos resultantes de negociaciones bilaterales en el Sistema eléctrico nacional, 2020-2030



Fuente: Osinergmin y el Escrito 2 del 16 de diciembre de 2019 de CYPI
Elaboración: Comisión de Defensa de la Libre Competencia

170. En relación con la Diferencia de Precios, de acuerdo con la Ley 28832, el Precio en Barra no puede diferir en más del 10% del Precio ponderado de las Licitaciones, y en caso esto ocurra, se tendrá que aplicar un factor de ajuste al Precio en Barra para que se encuentre dentro de dicho rango¹²⁹.
171. La Diferencia de Precios en el 2020 se estima en 10% considerando lo señalado en el proceso de fijación del Precio en Barra para el periodo mayo 2019 – mayo 2020¹³⁰. Para el periodo 2021 a 2030 la Diferencia de Precios puede ser de 10%¹³¹, si los Precios en Barra y el Precio ponderado de las Licitaciones siguen la tendencia observada en los últimos años. Adicionalmente, también se considera como otro escenario que la Diferencia de Precios puede ser menor a 10%, tomando en cuenta que se realizarán procesos de licitación de energía que reflejarán los costos de

¹²⁹ El Precio Básico de la Energía y el Precio Básico de la Potencia conforman el Precio en Barra Teórico. En caso este difiera en más del Precio ponderado de las Licitaciones se aplicará un factor de ajuste para que se encuentre en este rango. Así, el Precio en Barra será el Precio en Barra Teórico si no se encuentra fuera del rango del 10% y será el Precio en Barra Teórico con el factor de ajuste en caso se diferencien en más del 10%.

¹³⁰ En dicho proceso de fijación tarifaria se considera que el Precio en Barra teórico y el Precio ponderado de las Licitaciones es de 58,45%, lo que implica que se requiere realizar un ajuste al Precio en Barra para que esté a una diferencia del 10%.

¹³¹ CYPI en su escrito del 09 de marzo de 2020 menciona que el Precio ponderado de las Licitaciones realizadas siempre se ha ubicado por encima del Precio en Barra vigente. CYPI, en su escrito del 28 de febrero de 2020, menciona que se espera que el Precio ponderado de las Licitaciones sean mayor que el Precio en Barra. En la medida que el Precio en Barra se incremente por aumento del costo marginal del sistema, esto impactaría en Precio ponderado de las Licitaciones debido a la incertidumbre sobre el costo de la energía en el largo plazo.



generación del sistema de manera similar que los Precios en Barra, lo que reducirá la diferencia entre ambos precios¹³².

172. Como se indicó, los efectos del cierre de clientes se observarían para los años 2028, 2029 y 2030, oportunidad en la cual Luz del Sur requeriría establecer nuevos contratos para atender al mercado regulado, de 111, 51 y 53 MW de potencia¹³³. Dicha potencia requerida representaría el 25,9%, 24,0% y 35,7% de los requerimientos de todos los distribuidores para los años 2028, 2029 y 2030¹³⁴.
173. En resumen, se proyectan los efectos de la operación de concentración considerando que: (i) la reducción de la demanda de energía a generadores competidores afectará los procesos de licitación de energía en 215 MW entre el 2028 y 2030, (ii) la reducción del 1% de la demanda está relacionada a un incremento de los precios promedios adjudicados por los generadores entre 0,044% y 1,73%, (iii) la proporción de la potencia contratada mediante Contratos resultantes de negociaciones bilaterales pasa de 21% a 26%, y (iv) la diferencia entre el Precio ponderado de las Licitaciones y el Precio en Barra Teórico podría ser 10% o menor.
174. El efecto sobre el PNG dependerá del incremento de los Precios ponderados de las Licitaciones por la menor demanda de energía y de la Diferencia de Precios.
175. Al respecto, si se considera el mínimo efecto de la reducción de energía licitada en los precios (es decir, el 0,04%), se aprecia que las licitaciones a realizar en 2028, 2029 y 2030 tendrían precios más altos en 1,13%, 1,05% y 1,55% respectivamente por la reducción de la demanda de potencia referida en el numeral 173 debido a la operación de concentración. Ello generaría un incremento en el Precio ponderado de las Licitaciones de 0,11%, 0,15% y 0,19% en 2028, 2029 y 2030, respectivamente.
176. Con una Diferencia de Precios de 10%, la operación de concentración no generaría un efecto negativo en los consumidores. Sin embargo, si la Diferencia de Precios es menor al 3%, la contratación de los requerimientos de potencia de Luz del Sur con su generación vinculada a través de contratos resultantes de negociaciones bilaterales, producto de la operación de concentración, generaría un efecto negativo, incrementando el PNG en hasta 0,11%¹³⁵ como se observa en el siguiente cuadro.

¹³² CYPI en su escrito del 09 de marzo de 2020 menciona que las proyecciones hechas por Macroconsult para el periodo 2025- 2030 mostrarían que el Precio ponderado de las Licitaciones, el Precio en Barra y el PNG convergerían a un nivel similar. En particular, CYPI indica que "Macroconsult estima que en el periodo 2025-2030 el precio de licitaciones, la tarifa en barra y el PNG deberían converger a un nivel similar". Es decir, se considera que el diferencial entre el Precio en Barra y el Precio ponderado de las Licitaciones podría ser menor al 10%, e llegando a ser 0%.

¹³³ Como se mencionó anteriormente, estos requerimientos corresponden a los requerimientos adicionales que Luz del Sur realizaría cada año.

¹³⁴ Los demás distribuidores requerirían establecer nuevos contratos para suministrar 318, 161 y 95 MW de potencia en esos años. Se considera, al igual que en caso de Luz del Sur, los distribuidores que ya se abastecían mediante contratos bilaterales lo seguirán haciendo mediante esa modalidad.

¹³⁵ Sobre el particular, CYPI, en su escrito del 28 de febrero de 2020, mencionan que la mayor participación de los contratos bilaterales tendería a reducir el PNG ya que tienen un precio que es 10% menor que el de las licitaciones; sin embargo, deben considerarse otros factores que podrían influir en el PNG tales como el incremento del precio de las licitaciones

Cuadro 13
Efecto de la operación de concentración en el PNG para el 2028¹³⁶

Diferencial licitación y precio en barra	Variación de precio de Licitación	
	0,044	0,110
10%	-0,15%	0,01%
3%	0,03%	0,19%
0%	0,11%	0,27%

Elaboración: Comisión de Defensa de la Libre Competencia

177. Adicionalmente, si se considera que la reducción de la demanda en las licitaciones de energía genera un incremento en el precio de 0,110%, que es un valor por debajo del promedio del rango referido en el numeral 173, la operación de concentración generaría un efecto positivo en el PNG de hasta 0,27% si el Diferencial de Precios es de 0%.
178. De la evaluación, se aprecia que existen escenarios donde la operación de concentración tendría un efecto positivo en el PNG y así negativo en el consumidor, debido a que incentiva la contratación bilateral con su generación vinculada a Precio en Barra respecto a realizar una licitación de energía.
179. Por otro lado, la contratación de los requerimientos de potencia de Luz del Sur con su generación vinculada a través de contratos resultantes de negociaciones bilaterales también generaría un efecto positivo en el PNG, respecto al escenario donde Luz del Sur contrata sus requerimientos de potencia con otros generadores a través de contratos resultantes de negociaciones bilaterales. Tal como se mencionó en el numeral 148 de la presente Resolución, estos contratos podrían fijarse a un precio menor al Precio en Barra, dependiendo de la presión competitiva y del poder de compra del distribuidor
180. Sobre el particular, Osinergmin en su escrito del 24 de enero de 2020 indica que el cierre de clientes podía impedir que otros generadores puedan atender la demanda de los usuarios regulados a un precio menor al Precio en Barra, evitando que se pueda trasladar esta menor tarifa a los usuarios regulados.
181. Como se mencionó en el numeral 160, el precio máximo que pueden tener los contratos resultantes de negociaciones bilaterales es el Precio en Barra; sin embargo, en caso de que el precio de dicho contrato sea menor a este, el Artículo 29 de la Ley

por la menor demanda en el proceso o que la diferencia entre el Precio en Barra y el Precio ponderado de las Licitaciones no sea de 10%.

¹³⁶ Es importante mencionar que este efecto se daría, incluso si solo se considera solo la potencia de las centrales Chaglla y San Gaban III del Grupo CTG ya que el cierre de clientes sería total en el año 2028. Para el año 2029, donde el cierre de clientes sería [entre el 80% y 90%] de los requerimientos de potencia de Luz del Sur, el efecto sería similar al mostrado en el cuadro.



28832 establece que se utilice el promedio del precio del contrato y el Precio en Barra para el cálculo del PNG. Esto implica que, los usuarios regulados y los distribuidores se beneficiarían con un 50% de la reducción que dicho contrato tiene respecto al Precio en Barra¹³⁷.

182. La operación de concentración, al incentivar la contratación de los requerimientos de potencia de Luz del Sur con su generación vinculada en lugar de contratarla con otras empresas no vinculadas, a través de contratos resultantes de negociaciones bilaterales, incrementaría el PNG. Como se indicó, en el caso que Luz del Sur contrate con empresas no vinculadas tiene incentivos a contratar por debajo del Precio en Barra debido a que obtiene un 50% de la reducción del precio, mientras que el otro 50% de la reducción es trasladada al usuario regulado. Sin embargo, si Luz del Sur contrata con empresas vinculadas tiene incentivos a fijar el Precio en Barra, y no se trasladaría reducción alguna al usuario regulado. El efecto final sobre el PNG de la operación de concentración dependerá del nivel de reducción de precios por debajo del Precio en Barra y del porcentaje de potencia que se requiere contratar.
183. Por ejemplo, si consideramos el caso que los requerimientos de potencia de Luz del Sur se contrataran con generadores no vinculados a un precio 5% menor que el Precio en Barra, ello implicaría que se daría un traslado del 2,5% de la reducción del precio de la energía a contratar, lo que reduciría el precio de los bilaterales, y así en el PNG en 0,06% al 2028 tomando en cuenta que a dicho año se requeriría 111 MW¹³⁸. Sin embargo, la operación de concentración incentivaría la contratación de bilaterales con sus generadoras vinculadas a Precio en Barra, sin que exista reducción en el PNG. Así, la operación de concentración generaría un incremento del 0,06% en el PNG al contratar bilaterales a Precios en Barra respecto a contratar bilaterales con no vinculados a un precio 5% menor a los Precios en Barra.

¹³⁷ Por ejemplo, a diciembre de 2019 el Precio en Barra vigente es de cts S/ 21,08 por kWh. Así, si una empresa de distribución establece un contrato bilateral con una empresa de generación por un precio de cts S/ 18,97 por kWh (10% menor al Precio en Barra), el precio que se utilizaría para el cálculo del PNG sería el promedio del Precio en Barra y el precio del contrato; en este caso sería de cts S/ 20,025 por kWh ($[21,08 + 18,97] / 2$). Así, el usuario regulado solo pagaría cts S/ 20,025 por kWh, recibiendo un descuento de cts S/ 1,055 por kWh en comparación con el Precio en Barra, que es un 5% menor al Precio en Barra y la mitad del descuento que obtuvo el distribuidor. Por otro lado, el distribuidor recibiría un ingreso de cts S/ 1,055 por kWh, que corresponde al 50% de la diferencia entre el Precio en Barra vigente y la tarifa negociada, mientras que el generador solo recibiría un pago de cts S/ 18,97 por kWh.

¹³⁸ Por ejemplo, el impacto para el año 2028 se calcularía como sigue. Considérese un Precio ponderado de las Licitaciones normalizado a 100 en el 2028, con un Precio en Barra 10% menor que el Precio ponderado de las Licitaciones, el Precio en Barra del 2028 sería de 90. El factor "a" del 2028 sería 24,79%; con un 22,32% perteneciente a contratos firmados con anterioridad al Precio en Barra y un 2,47% que se firmarían al Precio en Barra con generación vinculada con la operación de concentración o a un 5% por debajo del Precio en Barra con generación no vinculada sin la operación de concentración.

Así, al 2028 el PNG sin la operación de concentración sería de 97,47 ($90 * 0,2232 + [(90 + 0,95 * 90) / 2] * 0,0247 + 100 * [1 - 0,2479] = 97,47$) y el PNG del 2028 con la operación de concentración sería de 97,52 ($90 * 0,2479 + 100 * [1 - 0,2479] = 97,52$).

En tal sentido, la operación de concentración aumentaría el PNG en 0,06% ($97,52 / 97,47 - 1 = 0,0006$).

Alegatos de las empresas

184. Sobre los posibles efectos de la operación de concentración en el mercado analizado, las empresas involucradas en la operación alegaron¹³⁹ que no era sostenible una evaluación de los efectos a largo plazo (mayor a cinco años) en este tipo de mercado toda vez que las proyecciones a futuro resultaban ser muy especulativas.
185. Sobre el particular, el artículo 19 del Reglamento de la Ley 26876 habilita a la Comisión a realizar análisis a largo plazo en los mercados involucrados en la operación de concentración. En específico, señala que:

“Para determinar si la Operación de Concentración puede tener el efecto de disminuir, dañar o impedir la competencia y la libre concurrencia en los mercados de las Actividades o en los mercados relacionados, la Comisión deberá tomar en cuenta, cuando menos: la posición de las empresas participantes en el mercado; la delimitación del mercado relevante; la estructura del mismo; las posibilidades de elección de proveedores, distribuidores y usuarios; la existencia de hecho o de derecho de obstáculos de acceso al mercado; la evolución de la oferta y la demanda; la evolución del progreso técnico o económico; la perspectiva de integración con otros mercados; y, el efecto de la operación en los distintos mercados relevantes en el corto y largo plazo.”

[Énfasis agregado]

186. Ahora bien, la necesidad de un análisis a largo plazo dependerá de las particularidades del mercado evaluado y de la operación de concentración, es decir, depende de cada caso en específico.
187. En el presente caso, el mercado bajo análisis tiene características que permiten este tipo de evaluación, toda vez que es un mercado cuyos contratos de suministro de energía tienen una duración mayor a 8 años¹⁴⁰. Dada la duración de este tipo de contratos, es posible y sostenible realizar una proyección adecuada de las variables de competencia (como la evolución de la oferta y demanda del servicio analizado) y, por tanto, de los efectos de la operación.
188. En esa misma línea, a nivel internacional, las agencias de competencia también analizan efectos a largo plazo, dependiendo del mercado involucrado. Así, por ejemplo, en operaciones de concentración que involucran a los sectores de

¹³⁹ Se evaluarán aquellos argumentos que no hayan sido ya rebatidos en el propio análisis de los efectos realizados anteriormente.

¹⁴⁰ Para el año 2019, aproximadamente el 97% de la contratación de energía en este mercado se realiza vía licitación (conforme a la Ley 28832) que se materializan en contratos que tienen una duración mayor a 8 años. Asimismo, en el caso de Luz del Sur, los contratos bilaterales suscritos con empresas generadoras también tienen una duración mayor a 8 años.



electricidad, gas y minerales, la Comisión Europea ha realizado proyecciones de 10 años aproximadamente¹⁴¹.

189. Por su parte, la operación de concentración presenta condiciones que ameritan un análisis a largo plazo. Así, la operación involucra el ingreso de nuevos proyectos de energía en un horizonte temporal mayor a 5 años que, a su vez, coinciden con requerimientos de energía por parte de la empresa distribuidora involucrada en la operación. De este modo, la información disponible referida a la operación de concentración permite realizar un análisis prospectivo a largo plazo¹⁴².
190. Por lo expuesto, esta Comisión considera que está facultada a realizar un análisis de efectos a largo plazo; y, en el caso concreto, las particularidades del mercado y la operación justifican este tipo de evaluación.
191. Por otro lado, las empresas involucradas en la operación de concentración también señalaron que, acorde con la experiencia internacional, un posible cierre de clientes de un 30% no calificaba como un riesgo a la competencia.
192. Contrariamente a lo manifestado por las referidas empresas, esta Comisión ha podido advertir que las agencias de competencia a nivel internacional consideran la cuota del 30% como un indicador relevante al estimar posibles riesgos a la competencia en concentraciones verticales.
193. Así, por ejemplo, la Unión Europea en el documento denominado “Directrices para la evaluación de las concentraciones no horizontales con arreglo al Reglamento del Consejo sobre el control de las concentraciones entre empresas”, establece que *“para que el bloqueo de clientes constituya un problema, en la concentración vertical debe participar una empresa que sea un cliente importante con un grado significativo de poder de negociación en el mercado descendente”*. Adicionalmente, precisa que *“es improbable que la Comisión concluya que una concentración no horizontal plantea problemas, ya sea de naturaleza coordinada o no coordinada, cuando tras la concentración la cuota de mercado de la nueva entidad en cada uno de los mercados afectados es inferior a 30 %”*¹⁴³
194. En esa misma línea, la autoridad de competencia del Reino Unido si bien no establece explícitamente una cuota de mercado para determinar si una fusión vertical da lugar

¹⁴¹ Ver los siguientes pronunciamientos:

Case No COMP/M.3696 – E.ON/MOL.
Case No COMP/ M.6068 - ENI/ ACEGASAPS/ JV.
Case No COMP/M.6541 - GLENOCORE / XSTRATA.

¹⁴² CYPI indicó que la Comisión, en anteriores oportunidades, había realizado análisis a mediano plazo con una proyección de 4 a 5 años. Como se indicó previamente, el análisis de efectos a largo plazo depende de las particularidades de la operación de concentración. En el presente caso, la información disponible vinculada a la operación (los proyectos de generación de energía y la futura demanda de energía) permite realizar una evaluación de este tipo.

¹⁴³ Disponible en: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52008XC1018\(03\)&from=ES](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52008XC1018(03)&from=ES) (Última visita: 25 de marzo de 2020).



a una disminución sustancial de la competencia, en la práctica se ha remitido a la cuota de mercado establecida por la Comisión Europea¹⁴⁴.

195. Por su parte, el Departamento de Justicia de Estados Unidos en el borrador de la Guía para concentraciones verticales califica la cuota del 20% como un indicador relevante para que la autoridad evalúe posibles riesgos a la competencia referidos a la concentración vertical.¹⁴⁵
196. En el caso concreto, la cuota de mercado de Luz del Sur es mayor al 30%, lo cual califica como un parámetro adecuado para evaluar posibles riesgos a la competencia, acorde a los estándares internacionales.
197. Finalmente, Kallpa señaló que existían efectos adicionales en este mercado que debía considerar la Comisión al determinar posibles condiciones. Preciso que aún si Luz del Sur acudía a una licitación para suministrarse de energía, podía efectuar prácticas que le permitan adecuar tal licitación de modo que solo puedan participar las empresas generadoras vinculadas y limitar la participación de empresas competidoras.
198. Sobre el particular, es necesario precisar que la Ley 28832, limita tal posibilidad al establecer reglas que fomentan la transparencia en los procesos de licitación, tales como la oportunidad para el inicio de tales licitaciones y la aprobación de las bases por parte de Osinergmin.

(iii) Mercado de usuarios libres: distribuidoras y usuarios libres

199. Las posibles conductas que podría implementar Luz del Sur para negar el acceso de sus competidores a su red de distribución se encuentran limitadas por la regulación actual. Así, la LCE establece que las empresas de distribución están obligadas a permitir el acceso y la utilización de sus sistemas por parte de terceros¹⁴⁶. En esa línea, el Osinergmin tiene un procedimiento para regular las condiciones de uso y acceso libre a las redes eléctricas¹⁴⁷.
200. De igual forma, respecto a las posibles conductas que podría adoptar Luz del Sur para incrementar los precios a agentes competidores que deseen acceder a su red, se ha observado que la LCE establece que las tarifas por uso de la red de distribución

¹⁴⁴ Para mayor detalle ver: https://assets.publishing.service.gov.uk/media/559fb5b2e5274a1559000029/Appendix_6.2_Foreclosure.pdf (Última visita: 25 de marzo de 2020).

¹⁴⁵ Disponible en: <https://www.justice.gov/opa/press-release/file/1233741/download> (Última visita: 25 de marzo de 2020).

¹⁴⁶ Al respecto, véase el artículo 34 de la LCE.

¹⁴⁷ Resolución de Consejo Directivo del Osinergmin 091-2003-OS-CD, Procedimiento para fijar las condiciones de uso y acceso libre a los Sistemas de Transmisión y Distribución Eléctrica.



están sujetas a regulación¹⁴⁸; por lo que, no se podrían establecer tarifas por el uso de la red que sean más onerosas para los competidores¹⁴⁹.

201. No obstante, existen determinadas conductas que podría realizar Luz del Sur que no tienen una limitación expresa en la regulación y podría facilitarse o fortalecerse con la operación de concentración. En específico, aquella identificada por la Secretaría Técnica en el Informe 007-2020/ST-CLC-INDECOPI, referida a la exoneración del plazo de un año realizada por Luz del Sur a aquellos usuarios regulados que deciden migrar a usuarios libres y contratar con dicha empresa. En ese sentido, esta Comisión considera necesario evaluar si tal práctica podría representar un riesgo a la competencia producto de la operación de concentración.
202. Ahora bien, para que Luz del Sur pueda limitar el acceso de sus competidores a su red de distribución con la intención de ser el único proveedor de energía de los usuarios libres en su área de concesión, dicha estrategia dependerá de la cantidad de energía que tenga disponible para establecer contratos con los usuarios libres.
203. En el mercado de usuarios libres en el área de concesión de Luz del Sur se consumieron 4 223,5 GWh durante 2018 y 3 634,8 GWh a setiembre de 2019. Engie fue la empresa que más energía suministró a los usuarios libres con un 28,5%, seguida del Grupo Enel con un 24,6% y Sempra con el 12,6% a setiembre de 2019.
204. Antes de la operación de concentración, a pesar de que Sempra participa en los segmentos de distribución y generación no ha contratado toda su energía con los usuarios libres ubicados en el área de concesión de su distribuidora Luz del Sur. A setiembre de 2019, el 44,11% de toda la energía comercializada por Inland a usuarios libres se realizó en el área de concesión de Enel Distribución S.A.A.
205. Con la operación de concentración, al adquirir el Grupo CTG a Luz del Sur e Inland se incrementaría la capacidad de generación del agente verticalmente integrado en la medida que se incorporaría la Central Hidroeléctrica Chaglla y la Central Hidroeléctrica San Gabán III, en construcción. Sin embargo, es importante notar que a pesar de que la Central Hidroeléctrica Chaglla puede entregar hasta 2 105,6 GWh al año, tiene un contrato de suministro de energía con Electroperú derivado de la licitación organizada por Proinversión denominada "Energía de Centrales Hidroeléctricas" mediante el cual se compromete a entregar 284 MW (1 863,6 GWh)

¹⁴⁸ Al respecto, véase el artículo 43 de la LCE.

¹⁴⁹ Al respecto, Kallpa precisó que Luz del Sur podría tener incentivos para generar prácticas que obstaculicen el acceso a red de generadores no vinculados (o sus respectivos clientes libres). Entre las prácticas señaladas, precisaron cobros indebidos del Cargo de Distribución Eléctrica (VAD), imposición de condiciones adicionales para el acceso a red, problemas en la reubicación de los puntos de conexión, entre otros.

Como se indicó previamente, la regulación actual prevé tal situación (prohibiendo expresamente la realización de las prácticas señaladas) y establece las consecuencias legales ante ello. En específico, la Resolución de Consejo Directivo del Osinergmin 279-2009-OS-CD establece los términos para el cálculo y cobro del VAD, y la Resolución del Consejo Directivo del Osinergmin 091-2003-OS-CD, las condiciones para el acceso a la red de distribución. En tal sentido, la posibilidad de este tipo de acciones ya se encuentra limitadas por las normas actuales.



por 15 años hasta el 2031¹⁵⁰. Por ende, al 2019 la Central Hidroeléctrica Chaglla solo tendría 242,1 GWh disponibles para establecer contratos, lo que le permitiría cubrir el 5,7%¹⁵¹ de la energía que consumen los usuarios libres dentro del área de concesión de Luz del Sur.

206. Por otro lado, la Central Hidroeléctrica San Gabán III se encuentra actualmente en construcción y tiene prevista su entrada el 2024. Dicha central puede entregar hasta 1 079 GWh al año; sin embargo

[solo] tendría 270 GWh disponibles para establecer contratos, que podría cubrir el 5,2%¹⁵² de la energía que consumirían los usuarios libres dentro del área de concesión de Luz del Sur en el 2024.

207. De esta manera, en el corto plazo, la operación de concentración no le permitiría a la empresa concentrada suministrar el total de energía que los usuarios libres demandan dentro del área de concesión de Luz del Sur, debido a que una parte importante de la generación adicional que concentraría ya se encuentra comprometida. Incluso, en el mediano plazo, considerando la puesta en operación de la Central Hidroeléctrica San Gabán III en el año 2024, no tendría energía disponible suficiente para abastecer el consumo total de energía de los usuarios libres dentro del área de concesión de Luz del Sur en ese año¹⁵³.

208. Por otro lado, en el caso de aquellos usuarios que pueden escoger entre la condición de usuario regulado o libre, se observa que un gran número de usuarios optaron por convertirse en usuarios libres en el área de concesión de Luz del Sur en el periodo de 2016 y 2018. Dentro de los requisitos para que un usuario regulado pueda cambiar su condición a libre es que comunique por escrito a su suministrador actual, con copia a su suministrador futuro, de ser el caso, su voluntad de cambiar de condición, con una anticipación no menor a un (01) año a la fecha que señale para que se haga efectivo el cambio de condición¹⁵⁴.

¹⁵⁰ Según el Cálculo y Balance de Energía Firme realizado por el COES para el 2019 la Central Hidroeléctrica Chaglla tiene una potencia efectiva de 470 MW, sin embargo, y puede entregar 2 105,6 GWh al año. De igual forma, se menciona que esta tiene un contrato con Electroperú S.A. para entregar 284 MW de potencia o 1 863,6 GWh.

¹⁵¹ Considerando el total de energía que consumieron los usuarios libres en el año 2018 dentro del área de concesión de Luz del Sur.

¹⁵² Considerando que la energía que consumen los usuarios libres dentro del área de concesión de Luz del Sur crece a 3,5% anual, los 2 249,9 GWh consumidos en 2018 crecerían hasta 2 765,7 GWh en el año 2024.

Se ha considerado una tasa de crecimiento de 3,5% en la medida que se ha utilizado en la evaluación de la demanda de usuarios regulados.

¹⁵³ Por otro lado, Kallpa Generación S.A., en su escrito del 6 de marzo de 2020, mencionó que existía la posibilidad de que la empresa concentrada incremente los precios a sus usuarios libres; sin embargo, como se ha observado, existirían otras empresas que podrían ejercer presión competitiva sobre la empresa concentrada, limitando la aplicación de la práctica mencionada.

¹⁵⁴ Según lo dispuesto en el artículo 4 del Decreto Supremo 022-2009-EM, Reglamento de usuarios libres de electricidad.



209. Al respecto, Luz del Sur puede decidir exonerar del plazo de preaviso de un año a los usuarios regulados que lo mantienen como suministrador cuando cambian de condición a usuario libre¹⁵⁵. Por ello, se evaluará si la operación de concentración puede generar el riesgo a la competencia señalado.
210. Respecto a los usuarios regulados que cambiaron de condición a libres, en el año 2016 se observa que migraron 135 usuarios dentro del área de concesión de Luz del Sur, con una potencia contratada promedio mensual de 920 KW por usuario. En el año 2017 ingresaron 160 nuevos usuarios libres que antes fueron usuarios regulados, con una potencia contratada promedio mensual de 831 KW por usuario. Por su parte, en el año 2018 fueron 131 los usuarios que migraron de ser regulados a libres, con una potencia contratada promedio mensual de 845 KW por usuario. Asimismo, a setiembre del año 2019 fueron 112 los usuarios que pasaron de ser regulados a libres con una potencia contratada promedio mensual de 593 KW por usuario¹⁵⁶.

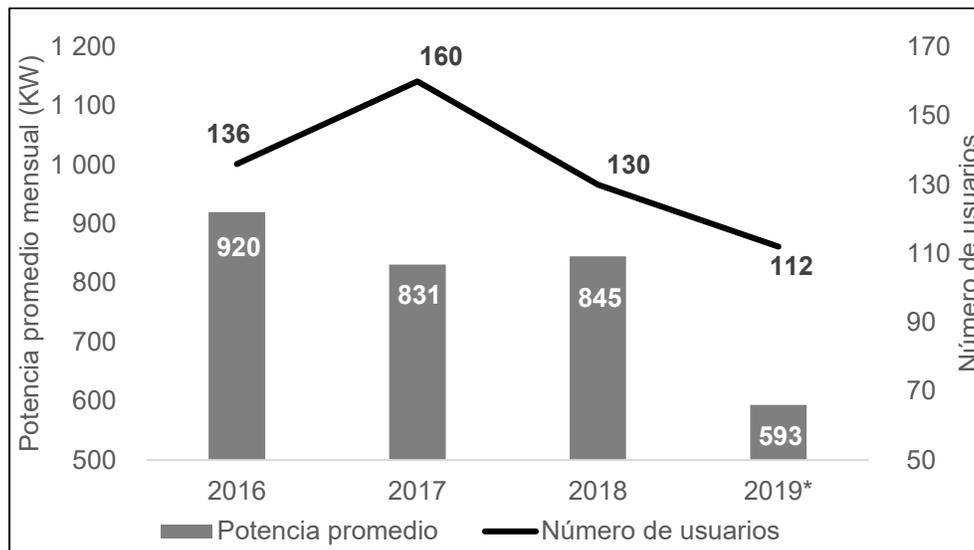
[VER GRÁFICO EN LA SIGUIENTE PÁGINA]

155

156 Cabe mencionar que el Anexo 2-A del escrito presentado el 28 de febrero de 2020 por Luz del Sur realiza un análisis de la distribución de los usuarios regulados que decidieron migrar al segmento libre por año y por comercializador. Al respecto, se verificó que los datos en los que se basa este análisis solo toman en cuenta el último suministrador registrado para estos usuarios, lo que permitiría identificar el suministrador con el que estos usuarios habrían decidido migrar pues, al vencerse el contrato con el primer suministrador, podría haber cambiado a otro. Por ejemplo, América Móvil Perú cambió de condición de usuarios regulado a usuario libre en el año 2016 manteniendo como suministrador a Luz del Sur y, al finalizar su contrato en el año 2019, cambió de suministrador a Statkraft Perú S.A.; sin embargo, el escrito de Luz del Sur considera que en el año 2016 América Móvil Perú era suministrado por Statkraft.

De igual forma, para el cálculo de la potencia se ha utilizado la máxima potencia contratada registrada por Osinergmin en el Boletín Mensual de Usuarios libres, es así que solo se dispone de información a setiembre de 2019, a diferencia del análisis de Luz del Sur el cual se desarrolla en base a la máxima demanda consumida por cliente.

Gráfico 9
Número de nuevos usuarios libres que antes eran usuarios regulados y su potencia contratada promedio mensual en el área de concesión de Luz del Sur 2016-2019*



*Información hasta setiembre 2019

Fuente: Osinergmin y escritos de CYPI del 30 de octubre de 2019, del 13 de diciembre de 2019 y del 15 de enero de 2020

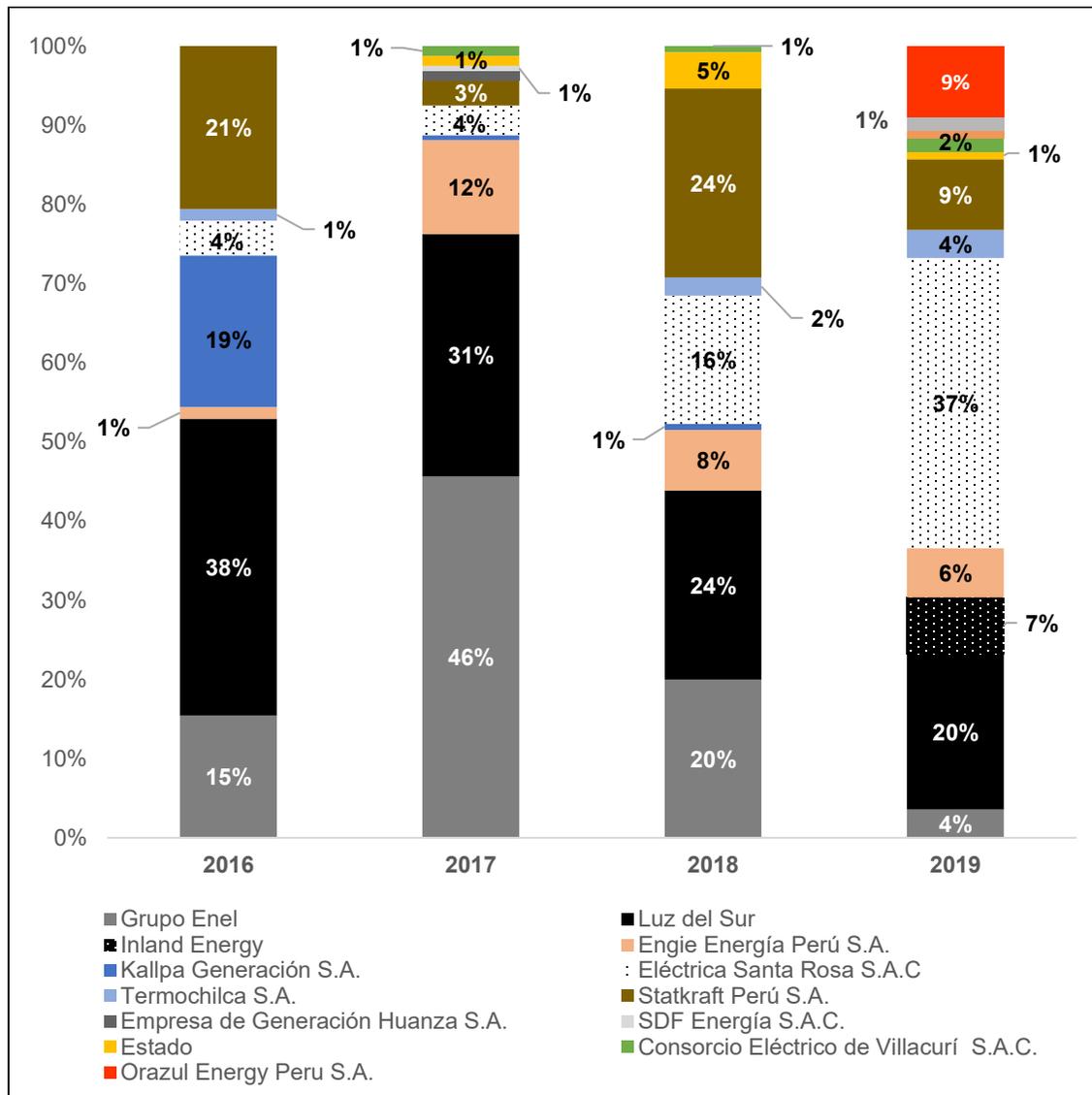
Elaboración: Comisión de Defensa de la Libre Competencia

211. Cabe señalar que los nuevos usuarios libres que antes fueron usuarios regulados pudieron contratar con distintas empresas. En general, dentro del área de concesión de Luz del Sur, compiten las empresas de generación y Luz del Sur. El Gráfico 10 muestra la distribución de los nuevos usuarios libres por suministrador entre 2016 y setiembre de 2019.

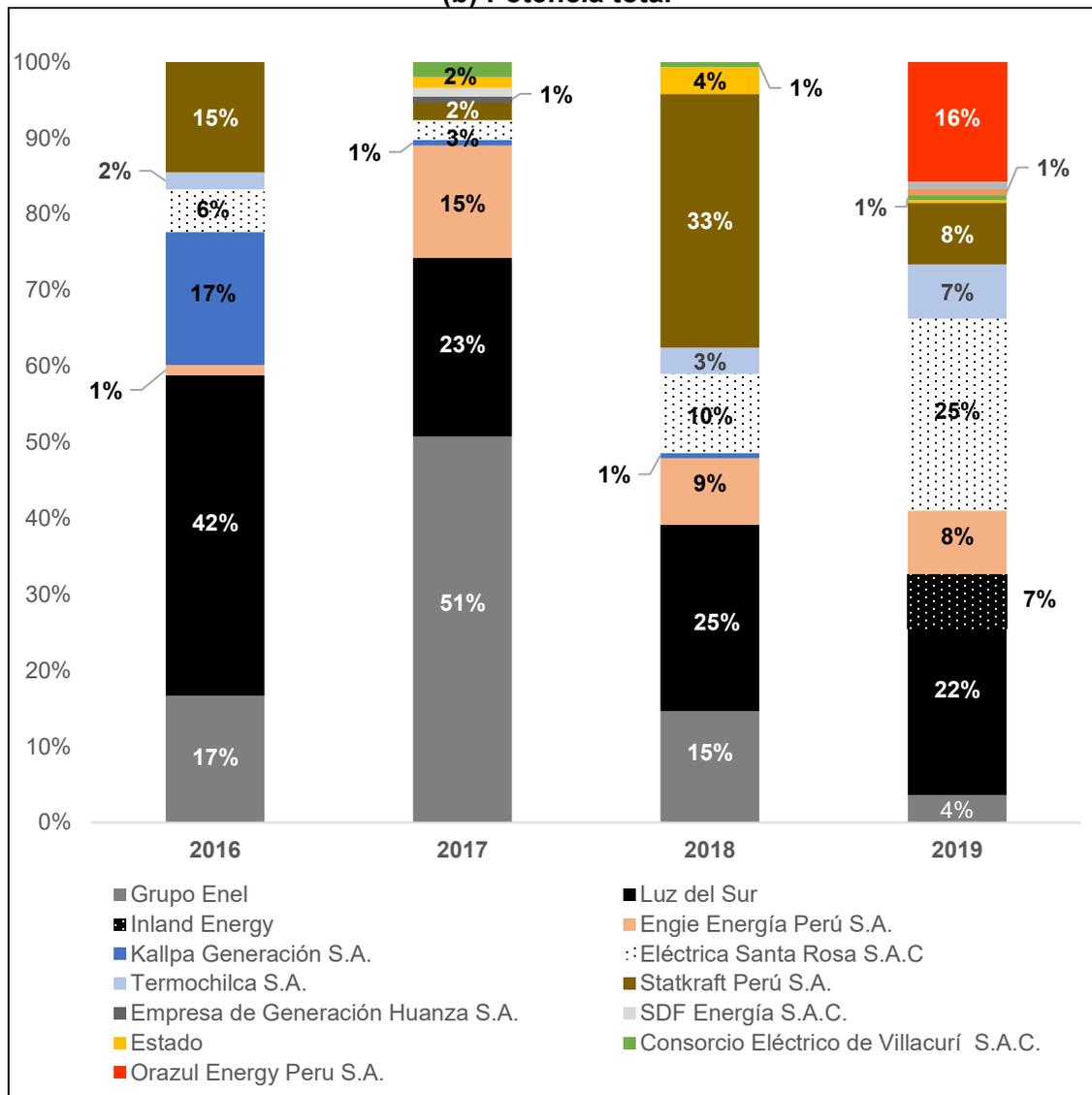
[VER GRÁFICO EN LA SIGUIENTE PÁGINA]

Gráfico 10
Número de nuevos usuarios libres que antes eran usuarios regulados y su potencia contratada total en el área de concesión de Luz del Sur, por empresa suministradora 2016-2019*

(a) Número de usuarios



(b) Potencia total



Información hasta septiembre 2019

Fuente: Osinergmin y escritos de CYPI del 30 de octubre de 2019, del 13 de diciembre de 2019 y del 15 de enero de 2020

Elaboración: Comisión de Defensa de la Libre Competencia

212. Para el año 2016 los nuevos usuarios libres que antes eran usuarios regulados contrataron en total 125,2 MW; la empresa que captó la mayor cantidad de estos nuevos usuarios fue Luz del Sur con 51 usuarios, que representó el 38% del total de dicho año y contrató 52,8 MW en total, que representó el 42% del total de potencia contratada por los nuevos usuarios libres. Le siguió Statkraft Perú S.A. con 28 usuarios (21% del total) con una potencia contratada total de 18,2 MW (15% del total).

213. Para el año 2017 los nuevos usuarios libres que antes eran usuarios regulados contrataron en total 133,6 MW; la empresa que habría captado la mayor cantidad de nuevos usuarios libres que antes eran usuarios regulados fue el Grupo Enel con 71

**VERSIÓN PÚBLICA**

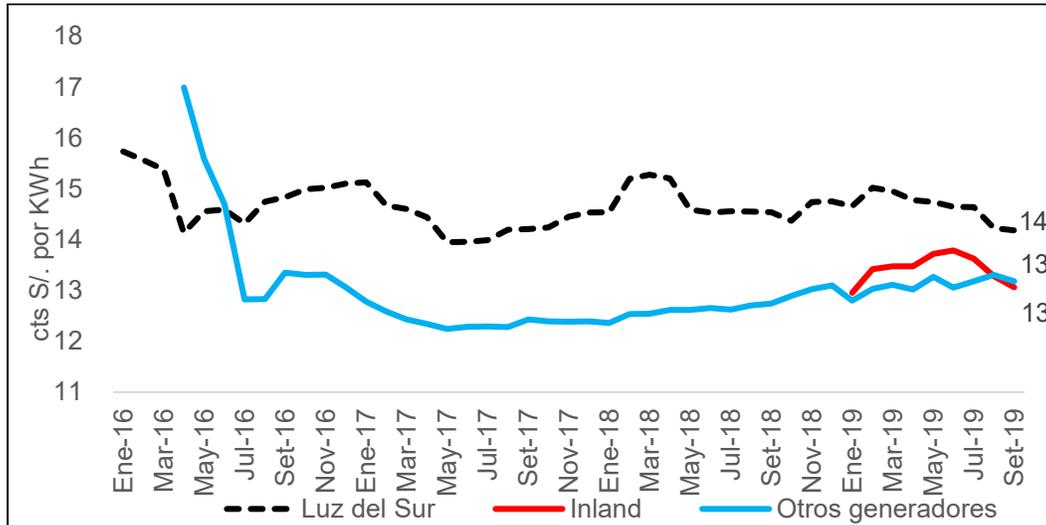
usuarios, que representó el 46% del total de usuarios de dicho año y contrató 63,5 MW en total, que representó el 51% del total de potencia contratada por estos usuarios. Le siguió Luz del Sur con 49 usuarios (31% del total) con una potencia contratada total de 31,4 MW (23% del total).

214. Para el año 2018 los nuevos usuarios libres que antes eran usuarios regulados contrataron en total 110,3 MW; la empresa que habría captado la mayor cantidad de nuevos usuarios libres que antes eran usuarios regulados fue Statkraft Perú S.A. con 31 usuarios, que representó el 24% del total de usuarios de dicho año y contrató 36,8 MW en total, que representó el 33% del total de potencia contratada por estos usuarios. Asimismo, Luz del Sur captó 31 usuarios (24% del total) con una potencia contratada total de 27,1 MW (25% del total).
215. Hasta setiembre del año 2019 los nuevos usuarios libres que antes eran usuarios regulados contrataron en total 66,5 MW; la empresa que habría captado la mayor cantidad de usuarios libres que antes eran usuarios regulados fue Eléctrica Santa Rosa S.A.C (actualmente Atria energía S.A.C) con 41 usuarios, que representó el 37% del total de usuarios de dicho año y contrató 16,8 MW en total, que representó el 25% del total de potencia contratada por estos usuarios. Le siguió, Luz del Sur con 22 usuarios (20% del total) con una potencia contratada total de 14,6 MW (22% del total).
216. Adicionalmente, se observa que los precios de suministro de energía eléctrica de Luz del Sur o Inland a los usuarios libres fueron superiores a los precios cobrados por otros generadores. En efecto, el siguiente gráfico muestra que el precio medio cobrado por Luz del Sur e Inland por el servicio de suministro de energía eléctrica a los usuarios libres fue cts. S/ 14,6 y 13,4 por kWh entre enero y setiembre del 2019 respectivamente, el cual supera en 12% y 2%¹⁵⁷ al precio cobrado por otros generadores, durante el mismo período.

[VER GRÁFICO EN LA SIGUIENTE PÁGINA]

¹⁵⁷ Este 2% corresponde al diferencial promedio de los precios cobrados por Inland, Sin embargo, este diferencial se ha ido reduciendo hacia finales de 2019, como se puede observar en el Gráfico 11.

Gráfico 11
Evolución de los precios medios de Luz del Sur, Inland y otros generadores a los usuarios regulados que cambiaron de condición a libres en el área de concesión del Luz del Sur, 2016-2019*



*Información hasta septiembre 2019

Fuente: Osinergmin

Elaboración: Comisión de Defensa de la Libre Competencia

217. En conclusión, en el año 2016, Luz del Sur se posicionó como la empresa más importante del mercado suministrando el 42% (52,8 MW) de la potencia contratada por estos usuarios. Para el año 2017, Luz del Sur solo suministró el 23% (31,4 MW) de la potencia contratada, mientras que el Grupo Enel fue la empresa más importante de ese año suministrando el 51% (63,5 MW). Al año siguiente, Statkraft Perú S.A. logró posicionarse como la empresa más importante suministrando el 33% (36,83 MW) de la potencia contratada mientras que Luz del Sur solo suministró el 25% (27,1 MW). Por último, a septiembre del año 2019, Eléctrica Santa Rosa S.A.C. logró posicionarse en primer lugar suministrando el 25% (16,8 MW) de la potencia contratada por estos usuarios, seguido por Luz del Sur con el 22% (14,6 MW).
218. En tal sentido, Luz del Sur logró captar una parte de los usuarios que decidieron cambiar de condición de regulados a libres dentro de su área de concesión entre el 2016 y setiembre de 2019. Luz del Sur en el 2016 logró captar la mayor parte de los usuarios, mientras que otros competidores captaron la mayor parte de los usuarios entre el 2017 a setiembre de 2019. La participación de Luz del Sur siguió una tendencia decreciente pasando de 42% a 22%, considerando la potencia contratada¹⁵⁸.

¹⁵⁸ Osinergmin, en su escrito del 24 de enero de 2020, también menciona que la participación de Sempra en el abastecimiento de los usuarios libres en su área de concesión ha disminuido pasando de abastecer al 19,9% en 2015 al 12,9% a junio de 2019.



219. Adicionalmente, es importante resaltar que la migración de los usuarios regulados al segmento libre cobró importancia a partir del año 2016 y fue motivada, principalmente, por la reducción de los precios por el menor costo marginal observado en el mercado eléctrico¹⁵⁹. Sin embargo, se espera que dicha situación cambie en el mediano plazo a medida que el costo marginal empiece a incrementarse y se reduzcan los incentivos para la migración; pudiendo incluso revertirse, es decir que usuarios libres busquen cambiar de condición a usuarios regulados¹⁶⁰.
220. Por lo señalado, se esperaría que la participación de Luz del Sur siga una tendencia decreciente para los siguientes años, donde la operación de concentración tendría efectos en la competencia. La tendencia decreciente en los siguientes años reflejaría que las condiciones de competencia no se verían afectadas en mayor medida. De igual forma, la reducción de los incentivos para la migración también reduciría el posible impacto que la operación podría generar ya que un menor número de usuarios regulados desearían ingresar al segmento libre.
221. En dicho contexto, resulta poco probable que la operación de concentración genere efectos anticompetitivos significativos en el suministro de energía eléctrica de usuarios libres que antes eran usuarios regulados¹⁶¹.
222. Finalmente, las conclusiones arribadas por esta Comisión sobre los posibles efectos de la operación de concentración en el mercado bajo análisis, no eliminan ni limitan las facultades de investigación e instrucción de la Secretaría Técnica por posibles prácticas anticompetitivas realizadas por Luz del Sur.

¹⁵⁹ Entre el 2014 y el 2019 el costo marginal del sistema se ha reducido en 64,8% pasando de US\$ 25,06 por MWh a US\$ 8,81 por MWh. De igual forma, Osinergmin, en su escrito del 24 de enero de 2020, menciona que la reorientación de las ventas de energía de usuarios regulados a usuarios libres se puede explicar, en parte, por una reducción de los precios de la energía en el mercado *spot*.

¹⁶⁰ Para el 2021 se espera que el costo marginal del sistema se incremente a US\$ 22 por MWh, regresando al valor que tenía en el 2016.
Al respecto, consultar: COES. Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN. Periodo 2021 – 2030. Anexo H: Evaluación de largo plazo de la “generación eficiente” en el SEIN. Al respecto, consultar: http://www.coes.org.pe/portal/browser/download?url=Planificaci%C3%B3n%2FPlan%20de%20Transmisi%C3%B3n%20de%202021%20-%202030%2F02.%20Informe%20de%20Diagn%C3%B3stico%202021-2030%2F%2002.%20Anexos%2FAnexo-H.%20Generaci%C3%B3n%20Eficiente%2FAnexo-H_GeneracionEficiente.pdf (Última visita: 25 de marzo de 2020).

¹⁶¹ En ese sentido, CYPI, en su escrito del 9 de marzo de 2020, menciona que la convocatoria a nuevos procesos de licitación para el suministro de usuarios regulados podría reducir la brecha de precios que existe en el mercado regulado y mercado libre, lo que reduciría los incentivos a la migración.

Por su parte, Kallpa Generación S.A., en su escrito del 6 de marzo de 2020, mencionó que las condiciones de competencia dentro del mercado de usuarios libres cambiarían a medida que se incremente el costo marginal. Al respecto, el cambio en las condiciones de competencia en el mercado de usuarios libres podría generar una reversión en la migración de usuarios regulados a libres por lo que, a futuro, sería relevante evaluar las condiciones de competencia dentro del mercado de contratos para atender usuarios regulados.

**(iv) Mercado de usuarios libres: empresas de generación y usuarios libres**

223. Un riesgo de las operaciones verticales entre empresas de generación y usuarios libres es la posibilidad que los usuarios libres prefieran contratar con sus generadoras vinculadas para atender sus requerimientos de energía y de esta manera se limite el acceso a generadores competidores (cierre de clientes).
224. Al respecto, la empresa Enel, en su escrito del 24 de enero de 2020, expresó su preocupación sobre la posibilidad de que las empresas de capitales estatales chinos en el mercado de usuarios libres contraten preferente o exclusivamente con las generadoras del Grupo CTG (incluyendo las adquiridas por la operación de concentración). Al desarrollar dicho argumento, Enel consideró que las empresas de capitales estatales chinos estaban influenciadas por el Estado Popular de China¹⁶².
225. Para evaluar la preocupación planteada por Enel, es necesario determinar previamente si las empresas de capitales estatales chinos son controladas por una misma unidad de decisión, de tal forma que esta unidad pueda determinar la estrategia competitiva de tales empresas. De concluirse que las citadas empresas tienen una misma fuente de control, se procederá a analizar los posibles efectos que generaría la operación de concentración en el mercado de generación y usuarios libres.

Análisis de Control

226. A través de diversos pronunciamientos¹⁶³, el Indecopi ha desarrollado el concepto de control en derecho de la competencia. Así, ha establecido que se entiende por tal la capacidad de la empresa o persona controlante de influir decisiva y permanentemente sobre la estrategia competitiva de la empresa controlada.
227. Acorde con la regulación internacional en materia de concentraciones empresariales, el Tribunal del Indecopi ha resaltado que las decisiones vinculadas a la estrategia competitiva de una empresa son, entre otras, las siguientes: (i) aprobación del presupuesto, (ii) establecimiento de su programa de actividad (plan estratégico), (iii) definición de planes de inversión, y, (iv) nombramiento del personal directivo (principales gerentes y funcionarios, así como miembros del Directorio)¹⁶⁴.
228. En tal sentido, un agente ostenta control sobre otro si puede adoptar decisiones vinculadas a su estrategia competitiva, como, por ejemplo, las mencionadas en el numeral anterior.

¹⁶² CYPI indicó que la Comisión no debería evaluar aquellos efectos de la operación que no estén vinculados a posibles riesgos a la competencia. Sin embargo, conforme se indicó en el numeral 223 de la presente Resolución existe la posibilidad que la operación genera efectos a la competencia en el presente mercado si es que se evidencia un posible cierre de clientes.

¹⁶³ Ver Resoluciones 002-1998-INDECOPI-CLC, 015-1998-INDECOPI-CLC, 012-1999-INDECOPI-CLC, 034-2014/CLC y 1351-2011/SDC.

¹⁶⁴ Ver Resoluciones 794-2011/SDC y 1351-2011/SDC.



229. En el presente caso, de la información que obra en el expediente, se ha podido advertir que determinadas empresas de capital estatal chino son supervisadas por un organismo gubernamental de la República Popular de China, denominado SASAC.
230. El SASAC es un organismo de rango ministerial directamente supervisado por el Consejo de Estado de la República Popular de China y está a cargo de la supervisión de los activos estatales de las empresas estatales centrales (determinado tipo de empresas de capital estatal chino)¹⁶⁵. Sobre sus principales funciones, el artículo 12 del Reglamento Provisional sobre Supervisión y Gestión de los Activos de las Empresas del Estado, establece que¹⁶⁶:

“La autoridad de supervisión y administración de los activos de propiedad estatal del Consejo de Estado es una autoridad directamente subordinada al Consejo de Estado, que, en nombre del Consejo de Estado, realiza las responsabilidades de un inversor, supervisa y administra los activos de empresas estatales.”

231. Para cumplir las funciones de inversor, supervisor y administrador de activos de las empresas estatales, el SASAC tiene como principales atribuciones¹⁶⁷:
- Promover la preservación y el aumento de valor de los activos estatales y evitar las pérdidas.
 - Redactar reglas y directrices sobre la administración de los activos de las empresas estatales
 - Guiar e impulsar la reforma y reestructuración de las empresas estatales.
 - Designar y remover personal directivo de las empresas estatales.
 - Aprobar la fusión, división, aumento o disminución de capital social, emisión de bonos, distribución de beneficios y disolución de las empresas estatales.
232. Cómo se puede advertir, el SASAC tendría potestades vinculadas directa e indirectamente con la estrategia competitiva de las empresas estatales. Así, por ejemplo, este organismo puede designar y remover al personal directivo de las empresas estatales (gerente general, directores, etc), quienes finalmente son los que deciden sobre los aspectos operativos y comerciales de la empresa. Asimismo, puede adoptar acciones para aumentar el valor de los activos de las empresas estatales o evitar sus pérdidas. Finalmente, puede decidir sobre la emisión de bonos, que es una

¹⁶⁵ Ver <http://en.sasac.gov.cn/aboutus.html> (última visita: 25 de marzo de 2020)

¹⁶⁶ Traducción libre del artículo 12 del documento denominado “Interim Regulations on Supervision and Management of State-owned Assets of Enterprises”:

“The State-owned assets supervision and administration authority of the State Council is a specially established authority directly subordinated to the State Council which, on behalf of the State Council, performs the responsibilities of investor, supervises and manages State-owned assets of enterprises.”

¹⁶⁷ Artículos 13, 14, 16, 17 y 21 del documento denominado “Interim Regulations on Supervision and Management of State-owned Assets of Enterprises”.



fuentes de financiamiento de la empresa, directamente relacionada con el plan de inversión de la empresa.

233. De un análisis preliminar de las funciones de este organismo, esta Comisión considera que el SASAC sí podría ejercer cierto tipo de control sobre la estrategia competitiva de las empresas estatales. Si bien existen disposiciones formales que impiden al SASAC interferir en las actividades de producción y operación de las empresas estatales¹⁶⁸, lo cierto es que, por otro lado, también hay potestades que parecieran darle un control en la gestión y operación de este tipo de empresas.
234. En tal sentido, para efectos del presente análisis, se considerará que el SASAC puede calificar como una fuente de control que podría presumiblemente alinear los intereses de las empresas estatales bajo su supervisión.

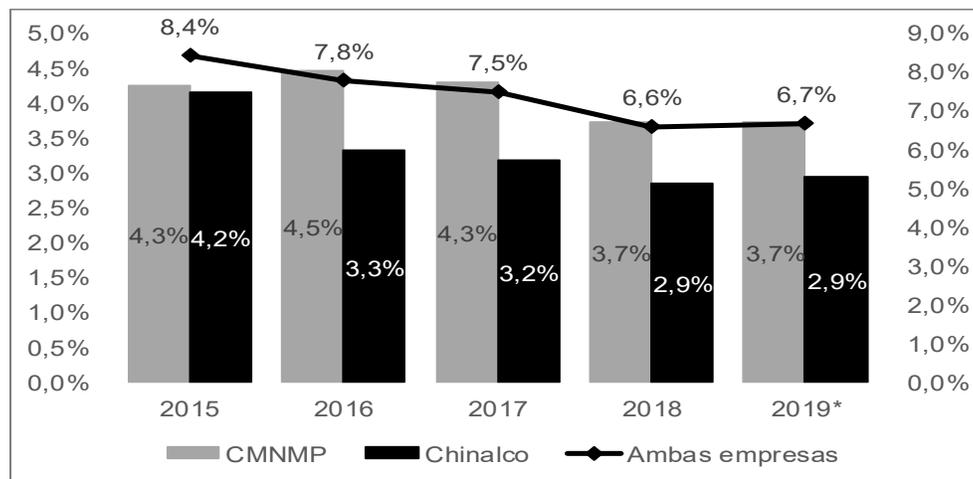
Posibles efectos en el mercado de generación y usuarios libres

235. De la información que obra en el expediente, esta Comisión ha podido advertir que en el mercado de usuarios libres en Perú operan dos empresas presumiblemente controladas por el SASAC¹⁶⁹: China Minmetals Nonferrous Metals Perú S.A.C (en adelante, CMNMP) y Minera Chinalco Perú S.A. (en adelante, Chinalco), las cuales tienen presencia en el sector minero a través de los proyectos cupríferos Las Bambas y Toromocho, respectivamente.
236. Por su parte, en el mercado de generación, las empresas presumiblemente controladas por el SASAC son aquellas pertenecientes al grupo CTG (incluyendo aquellas que formarían parte de este grupo luego de la operación de concentración).
237. En base a dicha información, se observa que la participación de la potencia contratada por los usuarios libres controlados por el SASAC muestra una tendencia decreciente entre el 2015 y setiembre de 2019. CMNMP en el año 2015 tenía una potencia contratada de 123 MW que presentaba un 4,3% de la potencia total mientras que a setiembre de 2019 tenía contratado 151 MW que representa un 3,7% del total del mercado de usuarios libres. Asimismo, la empresa Chinalco en el año 2015 tenía 120 MW de potencia contratada, representando solo un 4,2% del total mientras que a setiembre de 2019 tenía 119 MW contratados, representando un 2,9% del total. En conjunto, la participación de estas empresas se redujo de 8,4% en el año 2015 al 6,7% a setiembre de 2019.

¹⁶⁸ Artículo 10 del documento denominado "Interim Regulations on Supervision and Management of State-owned Assets of Enterprises".

¹⁶⁹ En el nombró otras empresas dentro del grupo de usuarios libres. Sin embargo, tales empresas (Shougang Hierro Perú S.A.A., Minera Shouxin Perú S.A. y Río Blanco Copper S.A.) no son empresas supervisadas directa o indirectamente por el SASAC. Por otro lado, Sapet Development Perú Inc Sucursal Perú no participa del mercado libre de electricidad mientras que Lumina Copper S.A.C aún se encuentra en etapa de exploración del Proyecto minero Galeno, proyectando su ingreso recién en el año 2021 y Cosco Shipping Ports Limited proyecta la puesta en operación del Puerto de Chancay en el 2021; por tanto, si bien estas empresas son supervisadas por el SASAC, no participan en el mercado de usuarios libres actualmente.

Gráfico 12
**Potencia contratada de CMNMP y Chinalco en el mercado de usuarios libres, 2015-
setiembre de 2019**



*Información disponible a setiembre de 2019.

Elaboración: Comisión de Defensa de la Libre Competencia

238. Adicionalmente, Enel también ha señalado a las empresas Lumina Copper S.A.C. (en adelante, Lumina) y Cosco Shipping Ports Limited (en adelante, Cosco) como posibles usuarios libres. Estas dos empresas son supervisadas por el Sasac y no participan actualmente en el mercado de usuarios libres. No obstante, podrían ingresar al referido mercado en el año 2021 a través de la operación del proyecto minero Galeno y el muelle de Chancay, respectivamente.
239. Sobre el particular, es necesario resaltar que actualmente no existe información disponible sobre la demanda exacta de energía eléctrica de estos dos proyectos ni la fecha precisa de su entrada en operación. Asimismo, estos proyectos, en especial el proyecto minero Galeno, podrían verse abastecido por generación de su propia empresa¹⁷⁰. No obstante, esta Comisión realizará una proyección de la posible demanda de estos proyectos.
240. Al respecto, el proyecto minero Galeno de Lumina proyecta tener una capacidad de procesamiento en su planta de 90 mil toneladas por día¹⁷¹, siendo menor a la capacidad de procesamiento de los proyectos mineros Las Bambas y Toromocho que

¹⁷⁰ En el sector de extracción de minerales, varias empresas mineras tienen sus propias estaciones de generación de energía para cubrir su demanda. Por ejemplo, la Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A. posee centrales de generación que abastecen de energía a la compañía minera del mismo nombre.

¹⁷¹ Ministerio de Energía y Minas. Cartera de Proyectos de construcción de mina 2019. Disponible en http://mineria.minem.gob.pe/proyectos_mineros/proyectos-de-construccion-de-mina/ (última visita: 25 de marzo de 2020).



es de 145 mil¹⁷² y 117 mil¹⁷³ toneladas al día. En tal sentido, se puede asumir que demande entre 91 y 94 MW¹⁷⁴ de potencia al momento de su entrada en operación, representando alrededor del 2,3% de la demanda al 2019.

241. Por otro lado, el proyecto del muelle de Chancay de Cosco se concibe como un terminal portuario multipropósito que contará con un terminal de contenedores con 11 muelles y un terminal de carga a granel, carga general y carga rodante que tendrá 4 muelles. En tal sentido, si el muelle de Chancay llegara a tener un consumo de potencia similar al del puerto más intensivo en consumo de electricidad¹⁷⁵, se podría esperar que demande 60 MW de potencia al momento de su entrada en operación, representando alrededor del 1,5% de la potencia demandada al 2019.
242. Por tanto, el poder de compra de las empresas de capitales estatales chinos en el mercado de usuarios libres se habría reducido entre 2015 y 2019 en la medida que CMNMP y Chinalco solo representan el 6,7% de la potencia contratada para el año 2019. Por otro lado, se ha observado que tanto CMNMP como Chinalco ya poseen contratos para el suministro de energía con Enel Generación Perú S.A.A. y con Orazul Energy Perú S.A., los cuales vencerían en el 2026 y el 2027, respectivamente. Incluso si se considera la potencia proyectada de Lumina y Cosco, que podrían ingresar como usuarios libres en 2021, el poder de compra de las empresas de capitales chinos solo representaría el 10,5% de la potencia contratada.
243. Así, en el caso que se considere que las empresas de capitales estatales chinos que se encuentran bajo la supervisión del SASAC se comportaran como un solo agente, la operación de concentración no generaría un impacto significativo en la competencia ya que el poder de compra de los usuarios libres involucrados solo representaría entre 6,7% y 10,5% de la demanda del mercado de usuarios libres¹⁷⁶. Los generadores competidores podrían suministrar energía a cerca del 90% del mercado de usuarios libres.

¹⁷² De acuerdo con la descripción de la operación del proyecto minero Las Bambas de MMG. Disponible en <http://www.lasbambas.com/conociendo-las-bambas> (última visita: 25 de marzo de 2020)

¹⁷³ De acuerdo con la descripción de la operación del proyecto minero Toromocho de Chinalco. Disponible en <https://www.chinalco.com.pe/es/la-mina> (última visita: 25 de marzo de 2020)

¹⁷⁴ Si el proyecto minero Toromocho tiene una capacidad de planta de 117 mil toneladas al día y tiene una potencia contratada a 2019 de 119 MW, tendría un consumo de 1 MW por cada 985 toneladas; de igual forma, si el proyecto minero Las Bambas tiene una capacidad de planta de 145 mil toneladas al día y tiene una potencia contratada a 2019 de 151 MW, tendría un consumo de 1 MW por cada 960 toneladas. Así, se podría esperar que el proyecto minero Galeno, que tiene una capacidad de planta de 90 mil toneladas al día, consuma entre 91 MW (90 000 / 985 = 91) y 94 MW (90 000 / 960 = 94).

¹⁷⁵ Que corresponde al Terminal Portuario administrado por Southern Perú Copper Corporation que tiene una potencia contratada de 60 MW al 2019.

¹⁷⁶ Sobre el particular, debe tenerse en cuenta que, según lo señalado por la Comisión Europea, cuando una operación de concentración no horizontal involucra menos del 30% del mercado, se presume que esta operación no limitaría de manera importante la competencia.



5.2. Efectos de la operación sobre el funcionamiento del COES

244. A continuación, se analizará los efectos de la operación en el funcionamiento de los órganos de gobierno del COES: la Asamblea, el Directorio y la Dirección Ejecutiva.
245. La Asamblea está integrada por los agentes registrados del SEIN agrupados en 4 Subcomités: Subcomité de Generación, Subcomité de Distribución, Subcomité de Transmisores y Subcomité de Usuarios Libres. Sus funciones son (a) designar y remover al Presidente del Directorio y fijar la remuneración del Presidente y de los Directores; (b) aprobar el presupuesto anual; (c) designar o delegar en el Directorio la designación de los auditores externos; (d) pronunciarse sobre la gestión y los resultados económicos del ejercicio anterior, expresados en los estados financieros; y (e) aprobar y modificar los estatutos del COES.
246. La Asamblea es convocada por el Presidente del Directorio en los casos establecidos en el Decreto Supremo 027-2008-EM, Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (en adelante, Reglamento del COES) en los siguientes casos: cuando lo acuerda el Directorio o, cuando lo soliciten dos (02) Directores o los representantes de, al menos, dos Subcomités. El quórum para la realización de la Asamblea en primera convocatoria es el 75% de los integrantes registrados y en segunda convocatoria es el 60% de los integrantes registrados.
247. Los acuerdos al interior de la Asamblea se adoptan cuando se alcance en la votación un puntaje superior al 66,7% del puntaje máximo total. El puntaje total a favor de una determinada decisión resulta de sumar el puntaje a favor de todos los Subcomités. El Reglamento del COES precisa que, para alcanzar la mayoría requerida para la adopción de acuerdos de la Asamblea, se requiere computar la suma ponderada de los puntajes de cada Subcomité, considerando un factor de ponderación de 0,25 para cada uno de los Subcomités. El puntaje de cada Subcomité resulta del cociente del número de integrantes que votó a favor de una determinada propuesta entre el número de integrantes registrados de dicho Subcomité.
248. De acuerdo con lo mencionado, únicamente un agente que controle 3 de los 4 Subcomités podría tener injerencia en la toma de decisiones en la Asamblea. Más aún, el agente económico debería acumular una participación tal de integrantes registrados que le permita formar el quórum para que se lleve a cabo la Asamblea.
249. Actualmente, hay 168 integrantes registrados en la Asamblea del COES, de los cuales 3 pertenecerían al Grupo CTG considerando la operación de concentración (2 integrantes en el Subcomité de Generadores y uno en el Subcomité de Distribuidores). Conforme puede advertirse este número de integrantes no le permite a dicho agente: (i) lograr el quorum necesario para la realización de las sesiones; y, (ii) de efectuarse la sesión, influir significativamente en las decisiones de la Asamblea.
250. En cuanto a los Subcomités, conviene precisar que estos no son órganos de gobierno del COES, sino centros de toma de decisiones para efectos de la votación en la Asamblea, dado que los agentes se registran y agrupan en ellos para poder participar



de las mismas. No obstante, tienen funciones que podrían influir en el funcionamiento del COES, tales como:

- Participar en la Asamblea del COES como Subcomité de acuerdo con lo dispuesto por el marco legal y el estatuto del COES.
 - Designar anualmente al representante titular y al representante suplente del Subcomité para que ejerzan su representación ante la Asamblea del COES en los aspectos operativos y sobre aquellos para los cuales cuenten con la aprobación previa del Subcomité o remover dichos representantes y elegir a las personas que los sustituyan.
 - Elegir cada 5 años al miembro del Directorio del COES que representa a cada Subcomité y, en su caso, elegir dentro de los plazos previstos en el Estatuto del COES al nuevo director por renuncia o remoción del director originalmente designado.
 - Elaborar los estudios y la propuesta preliminar anual para la fijación de los precios en barra.
251. Ahora bien, corresponde analizar si la operación tendría por efecto que el Grupo CTG adquiera injerencia significativa en las decisiones adoptadas al interior de los Subcomités de Generadores y Distribuidores.
252. Sobre el Subcomité de Generadores, su Reglamento establece que las sesiones de dicho Subcomité son convocadas por su representante titular ante el COES, dos miembros del Subcomité, la Dirección Ejecutiva del COES, o el Directorio del COES. El quórum para la realización de sus sesiones en primera convocatoria es el 50% de los integrantes registrados en dicho Subcomité y en segunda convocatoria es el 40% de los mismos.
253. Los acuerdos del Subcomité de Generadores que traten sobre la elección del representante titular y el representante suplente del Subcomité y la designación del miembro del Directorio del COES que represente al Subcomité requieren para su aprobación del voto favorable de la mitad más uno de los integrantes registrados del Subcomité. La modificación del Reglamento del Subcomité de Generadores requiere del voto favorable de por lo menos el 67% de sus integrantes registrados. Por último, para la aprobación de otros acuerdos del Subcomité solo se requerirá del voto favorable de más del 50% de los integrantes asistentes a la respectiva sesión.
254. Actualmente, el Subcomité de Generadores está conformado por 61 integrantes siendo la participación del Grupo CTG, después de la operación, equivalente a 2 integrantes. Conforme puede advertirse este número de miembros registrados no le permite a dicho agente: (i) lograr el quórum necesario para la realización de las sesiones; y, (ii) de efectuarse la sesión con el mínimo de asistentes (22 integrantes), tomar unilateralmente las decisiones del Subcomité.
255. Por otro lado, en lo referente al Subcomité de Distribución, el Grupo CTG participaría solo con un integrante. Considerando que, actualmente, el referido subcomité está conformado por 13 integrantes, la participación del Grupo CTG no sería determinante en la toma de decisiones del referido órgano.



256. En ese sentido, la operación no otorgaría al Grupo CTG injerencia preponderante en la toma de decisiones de la Asamblea ni en los Subcomités de Generadores y Transmisores.
257. Finalmente, el Grupo CTG tampoco tendría la capacidad para elegir unilateralmente los miembros del Directorio del COES, considerando que dichos miembros son elegidos por la Asamblea y los respectivos Subcomités en virtud de las reglas anteriormente citadas.

5.3. Eficiencias alegadas por CYPI

258. Otro aspecto a evaluar en las operaciones de concentración son las eficiencias que las mismas pueden generar, y si dicho aporte es suficiente para compensar los efectos restrictivos a la competencia que la operación puede generar¹⁷⁷. Para tales efectos, las eficiencias deben ser alegadas por el agente notificante¹⁷⁸ y deben cumplir las siguientes características¹⁷⁹: (i) ser inherentes o específicas, es decir que sean consecuencia directa de la operación y que no se puedan obtener mediante mecanismos menos restrictivos a la competencia que la operación evaluada; (ii) ser verificables, es decir que sea razonable considerar que las eficiencias serán materializadas; y (iii) ser suficientes para compensar los potenciales daños de los efectos restrictivos de la operación, en beneficio de los consumidores.
259. CYPI alegó una serie de posibles eficiencias de la operación de concentración bajo análisis. En primer lugar, señaló que la operación de concentración generaría eficiencias por la mayor capacidad de compra debido a la mayor escala en el acceso de mercados internacionales de bienes y servicios.
260. Al respecto, CYPI no sustentó como el presunto mejor acceso a los mercados de bienes y servicios repercutirá de manera positiva en la operación de las empresas adquiridas, Inland y Luz del Sur, es decir no indicó si son específicas a la operación. Por ejemplo, no indicó si la operación de concentración generaría mejoras en los procesos de compra, detallando dichas mejoras, respecto de los procesos que siguen Inland y Luz del Sur en la actualidad. Asimismo, no sustentó cómo dichas mejoras están relacionadas con la operación de concentración y que las mismas no se pueden alcanzar con la aplicación de otros mecanismos como, por ejemplo, acuerdos de cooperación de compras entre distintas empresas.
261. CYPI indicó que la operación de concentración genera eficiencias en la operación y gestión. En particular, señala que CYPI está especializada en la industria eléctrica, tiene una amplia capacidad instalada en distintos países, y cuenta con experiencia en temas de seguridad laboral y mantenimiento de centrales.

¹⁷⁷ Conforme al artículo 19 del Reglamento de la Ley 26876.

¹⁷⁸ Conforme al artículo 20 del Reglamento de la Ley 26876

¹⁷⁹ Comisión Europea (2004), Directrices sobre la evaluación de las concentraciones horizontales con arreglo al Reglamento del Consejo sobre el control de las concentraciones entre empresas, 2004/C 31/03, Diario Oficial de la Unión Europea.



262. Sobre lo señalado, CYPI no indicó como dichas eficiencias están vinculadas a la operación de concentración ni la forma cómo se reflejarían en la operación de las centrales de generación y la empresa de distribución adquiridas. Específicamente, no precisó cómo las fortalezas técnicas y económicas del Grupo CTG impactarán a Inland y Luz del Sur a través, por ejemplo, de la adopción de mejores estándares en la operación de las centrales de generación de los que cuenta actualmente, o de mejoras en el mantenimiento de sus centrales o redes y en el manejo de los riesgos laborales.
263. CYPI también señaló que la operación de concentración al reducir los costos de coordinación y comunicación entre distintas etapas de la cadena de valor generará una reducción de los costos de gestión.
264. Al respecto, CYPI no sustentó cómo los presuntos menores costos de coordinación y comunicación son inherentes a la operación. En particular, no señaló como se obtendrían menores costos de coordinación y comunicación entre diferentes etapas de la cadena de valor en una empresa integrada verticalmente en los segmentos de generación y distribución como Sempra de manera previa a la operación de concentración.
265. Adicionalmente, CYPI refirió que se pueden obtener eficiencias en el corto plazo (2 años), derivadas de la implementación de un centro de control para la operación conjunta de las centrales hidroeléctricas, y la creación de un único equipo de desarrollo de proyectos e ingeniería. CYPI indicó que dichas eficiencias generarán una reducción de costos.
266. Sobre el particular, las eficiencias indicadas si bien, en general, pueden repercutir en una mejor gestión de los activos de generación y por ende en los costos, CYPI no señaló cómo dichas eficiencias son inherentes a la operación de concentración bajo análisis. Por ejemplo, no indicó de manera específica cómo el manejo conjunto de las centrales de generación de Chaglla e Inland, centrales operativas en el corto plazo (2 años) señalado, pueden generar una mejora en los costos.
267. CYPI también indicó que la operación de concentración permitirá obtener condiciones de financiamiento más ventajosas por la mejor clasificación de riesgo respecto a la de Sempra.
268. Sin embargo, CYPI no indicó cómo el presunto mejor acceso al financiamiento se vincula a la operación de concentración, es decir cómo el mejor acceso implica mejoras en las condiciones financieras que repercutirán en las actividades de Inland y Luz del Sur de manera específica. Por ejemplo, no señaló si la operación de concentración se sustentó en mejorar la estructura financiera de Inland y Luz del Sur y cómo ello impactará en el mejor desempeño de dichas empresas en el corto, mediano o largo plazo.



269. CYPI señaló las eficiencias de tener una visión unificada del negocio, refiriendo a que este tipo de eficiencias fueron indicadas por la Comisión en la Resolución N 058-2009-CLC.
270. Al respecto, es pertinente señalar que las eficiencias referidas en la Resolución N 058-2009-CLC están vinculadas a un caso en particular, cuando la operación de concentración implica un cambio de control conjunto a control exclusivo, y las eficiencias derivadas de los menores costos de coordinación mejorando el planeamiento estratégico de la empresa sobre la cual se adquiere control exclusivo. La operación de concentración evaluada no implica un cambio de control conjunto a exclusivo, por lo que la supuesta eficiencia alegada no está vinculada al caso bajo análisis.
271. Por otro lado, CYPI refirió que la operación de concentración al integrar centrales de generación ubicadas en distintas cuencas hidrológicas permite tener un portafolio más diversificado, y así mejora la seguridad de suministro, evitando que el agente integrado se enfrente a la volatilidad del mercado *spot*.
272. Al respecto, CYPI no señaló cómo la supuesta eficiencia alegada es específica a la operación de concentración bajo análisis. Por ejemplo, se podrían obtener mayores fuentes de suministro, que incluyan el acceso a centrales de distintos tipos de tecnología (térmicas, hidráulicas y de energías renovables), mediante contratos con generadores no integrados. En efecto, a través de los contratos de mediano o largo plazo, como los que se obtienen a través del mecanismo de licitaciones, tanto los compradores como los oferentes pueden evitar la volatilidad del mercado *spot*¹⁸⁰.
273. Por último, CYPI también refirió que la operación de concentración al integrar generación con distribución evitaría los riesgos financieros vinculados a la no disposición de suministro para atender la demanda de las empresas de distribución, ante un posible desabastecimiento futuro, como ocurrió en el 2004.
274. Sobre el particular, CYPI no ha sustentado cómo dicho riesgo sería un problema en la actualidad y el mismo haya motivado la operación de concentración, de manera tal que sea inherente a la operación. Cabe recordar que una de las medidas adoptadas para evitar los problemas de contratación entre generadores y distribuidores para la atención de la demanda regulada en el 2004 fue la implementación de licitaciones de suministro eléctrico de mediano y largo plazo a través de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica del 2006. En ese sentido, se adoptaron medidas distintas a la integración vertical para enfrentar los problemas de contratación, hecho que contrasta lo señalado por CYPI.
275. Por lo señalado, las presuntas eficiencias alegadas por CYPI no son inherentes a la operación de concentración. Asimismo, CYPI no ha sustentado cómo dichas eficiencias se pueden verificar, a través de documentos internos o estudios relacionados con la operación de concentración, entre otras fuentes de información.

¹⁸⁰ Steven Stoft (2002), Power System Economics Designing Markets for Electricity, IEEE Press & Wiley-Interscience, p. 169



Por ello, CYPI no ha brindado información que permita evaluar si las eficiencias tendrán un impacto positivo en los consumidores que puedan compensar los potenciales efectos negativos de la operación.

276. Por consiguiente, esta Comisión considera que no es posible considerar las presuntas eficiencias alegadas por CYPI debido a que no se cuenta con información para determinar si son inherentes a la operación de concentración y verificables.

5.4. Medidas para contrarrestar los posibles efectos de la operación de concentración

277. Tal y como se precisó en la sección IV del presente pronunciamiento, una vez que la autoridad identifica posibles riesgos a la competencia producto de la operación de concentración, está facultada a dictar medidas que permitan neutralizarlos.

278. Bajo esos términos, el artículo 5 de la Ley 26876 reconoce la facultad de la Comisión de sujetar la autorización de la operación de concentración al cumplimiento de determinadas condiciones. Por su parte, el artículo 28 del Reglamento de la Ley 26876 ratifica dicha facultad y, a su vez, precisa que se establecerá tales condiciones cuando la Comisión las *“considere necesarias para evitar que la Operación de Concentración tenga el efecto de disminuir, dañar o impedir la competencia y la libre concurrencia en los mercados de las Actividades o en los mercados relacionados”*.

279. De este modo, las condiciones son remedios preventivos que la Comisión se encuentra habilitada a dictar para neutralizar los posibles efectos de una operación de concentración.

280. Ahora bien, al establecer estas condiciones, la Comisión deberá necesariamente cumplir con el principio de razonabilidad establecido en el numeral 1.4 del artículo IV del Título Preliminar del TUO de la Ley 27444, manteniendo la debida proporción entre las medidas a establecer y el efecto que se busca contrarrestar, a fin de que respondan a lo estrictamente necesario para la satisfacción de su cometido.

281. Para materializar la aplicación del referido principio, en anteriores oportunidades¹⁸¹, la Comisión ha recurrido al test de razonabilidad empleado a nivel constitucional¹⁸². Bajo dicho test, las condiciones dictadas por la Comisión deben proteger un fin lícito; y, a su vez, cumplir con los siguientes requisitos:

- Análisis de idoneidad: La restricción en el derecho (esto es, la medida impuesta) debe permitir cumplir con el objetivo que se busca alcanzar.
- Análisis de necesidad: No debe existir otro medio alternativo más beneficioso que permita alcanzar el objetivo propuesto.

¹⁸¹ Ver Resolución 081-2006-INDECOPI/CLC emitida por la Comisión de Defensa de la Libre Competencia el 16 de noviembre de 2006.

¹⁸² Ver Sentencias del Tribunal Constitucional emitidas en los expedientes N.º 0050-2004-AI/TC y N.º 579-2008-PA/TC.



- Análisis de proporcionalidad en sentido estricto: Se debe establecer el peso o importancia de los bienes jurídicos en conflicto. Luego contrastar el grado o intensidad de afectación de un bien versus el grado de satisfacción del objetivo propuesto (bien protegido).
282. En el caso concreto, la Comisión ha detectado riesgos a la competencia producto de la operación de concentración notificada. En específico, conforme lo desarrollado en la sección 5.1.3 del presente pronunciamiento, se ha identificado que (i) Luz del Sur representa aproximadamente una cuota mayor del 30% del mercado de contratos de suministro de energía para atender a usuarios regulados, (ii) las generadoras vinculadas a Luz del Sur tiene la capacidad para abastecer su demanda de energía, (iii) Luz del Sur tendría incentivos para recurrir directamente a las generadoras de su grupo económico para suministrarse de energía eléctrica; y, (iv) esto significaría para las demás empresas generadoras un posible cierre de mercado.
283. Como se puede advertir, el riesgo a la competencia identificado por esta Comisión está relacionado con un posible cierre de clientes en el mercado de suministro de energía eléctrica para atender a usuarios regulados. En específico, el posible problema radica en que Luz del Sur privilegie la generación de su grupo económico para el suministro de energía, limitando la participación de otras empresas generadoras.
284. En tal sentido, la condición a imponerse debe: (i) enfocarse únicamente en el mercado de suministro de energía eléctrica para atender usuarios regulados, donde se ha podido advertir el posible efecto a la competencia; y, (ii) evitar un posible cierre de mercado como consecuencia del suministro directo¹⁸³ de energía eléctrica entre Luz del Sur y la generación de su grupo económico.
285. Esta Comisión considera que la medida idónea para lograr este último objetivo es neutralizar la posibilidad de Luz del Sur de recurrir directamente a la generación de su mismo grupo económico para abastecerse de energía eléctrica, de modo que no se cierre la posibilidad a otras empresas de participar en tal suministro.
286. En todo caso, si Luz del Sur desea adquirir energía eléctrica y se permita la participación de las generadoras de su mismo grupo económico, deberá recurrir a mecanismos competitivos para la contratación de tal energía a fin de permitir la concurrencia de otras empresas generadoras¹⁸⁴.

¹⁸³ Por suministro directo nos referimos a la contratación de energía eléctrica entre generadoras y distribuidoras de un mismo grupo económico, producto de negociaciones directas (sin recurrir a mecanismos competitivos).

¹⁸⁴ Es necesario resaltar que Luz del Sur únicamente deberá recurrir a estos mecanismos en el supuesto que las generadoras de su grupo económico quisieran participar en el suministro de energía. En caso Luz del Sur deseara adquirir energía directamente de empresas competidoras, no está obligada a recurrir a tales mecanismos pudiendo suscribir contratos bilaterales con tales empresas a través de negociaciones directas.



287. Uno de estos mecanismos competitivos es el proceso de licitación establecido en el inciso b) del artículo 3.2. de la Ley 28832¹⁸⁵, el cual incluye reglas que fomentan la libre concurrencia y competencia de las empresas generadoras en el suministro de energía a las empresas distribuidoras.
288. Otro mecanismo que también podría emplear Luz del Sur es el concurso privado. Este concurso permitiría a la distribuidora elegir, a través de procesos competitivos, a las generadoras con las que suscribirá los contratos señalados en el inciso a) del artículo 3.2. de la Ley 28832¹⁸⁶. Para su implementación, se deberán cumplir con parámetros que fomenten la libre concurrencia de los competidores y la transparencia del proceso. En específico, el concurso privado debe cumplir con los siguientes requisitos:
- Aplicar el principio de libre concurrencia y competencia¹⁸⁷. De modo tal que, en los concursos se deberán incluir reglas que fomenten la más amplia, objetiva e imparcial concurrencia, pluralidad y participación de las empresas generadoras.
 - Publicar en su portal web y en uno de los diarios de mayor circulación nacional la convocatoria, bases y resultados del concurso.
 - Informar previamente a la Secretaría Técnica sobre la convocatoria al concurso¹⁸⁸.
289. Adicionalmente, acorde con lo establecido por la Resolución 623-2014/SDC-INDECOPI, la condición de conducta deberá tener un horizonte temporal. Considerando el análisis desarrollado en la sección 5.1.3. del presente pronunciamiento, la condición deberá aplicarse hasta el año 2030¹⁸⁹, fecha hasta la cual se ha podido identificar posibles efectos a la competencia producto de la

¹⁸⁵ **Ley 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de Generación Eléctrica.**
Artículo 3.- De los contratos

3.2 Las ventas de electricidad de Generador a Distribuidor, destinadas al Servicio Público de Electricidad, se efectúan mediante:

(...)

b) Contratos resultantes de Licitaciones.

¹⁸⁶ **Ley 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de Generación Eléctrica.**
Artículo 3.- De los contratos

3.2 Las ventas de electricidad de Generador a Distribuidor, destinadas al Servicio Público de Electricidad, se efectúan mediante:

a) Contratos sin Licitación, cuyos precios no podrán ser superiores a los Precios en Barra a que se refiere el artículo 47 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

¹⁸⁷ Un principio similar se aplica en las contrataciones del Estado (litterales a y e del artículo 2 del Texto Único Ordenado de la Ley N° 30225, Ley de Contrataciones del Estado, aprobado mediante Decreto Supremo N° 082-2019-eF).

¹⁸⁸ Ello permitirá a la Secretaría Técnica realizar un seguimiento del cumplimiento de la condición.

¹⁸⁹ Dado que Luz del Sur puede, en cualquier momento, suscribir contratos para cubrir su demanda futura de energía, la condición debe mantenerse continuamente hasta el 2030.



operación de concentración¹⁹⁰. Antes de que culmine el referido plazo, la Comisión revisará las características y el entorno competitivo del mercado, a efectos de determinar si resulta pertinente o no mantener la restricción impuesta¹⁹¹.

290. En resumen, esta Comisión ha podido identificar determinadas medidas que permiten contrarrestar el posible efecto a la competencia generado a partir de la operación de concentración notificada. En específico, la condición identificada se aplicaría en el mercado de suministro de energía eléctrica para atender la demanda de usuarios regulados y consistiría en:

“Hasta el año 2030, la distribuidora no podrá recurrir directamente a la generación de su grupo económico para abastecerse de energía eléctrica. Si Luz del Sur desea abastecerse de energía eléctrica y que las generadoras de su grupo económico participen en tal suministro, deberá emplear los siguientes mecanismos competitivos: (i) el procedimiento de licitación establecido en la Ley 28832; o (ii) un concurso privado, que permita la participación de competidores. Para tales efectos, el concurso privado deberá cumplir con los siguientes requisitos:

- *Respetar el principio de libre competencia y competencia desarrollado en la presente resolución.*
- *Publicar en su portal web y en uno de los diarios de mayor circulación nacional, la convocatoria, bases y resultados del concurso.*
- *Informar previamente a la Secretaría Técnica sobre la convocatoria del concurso.”*

291. A criterio de la Comisión, esta condición supera el test de razonabilidad toda vez que busca evitar la posible afectación de un bien jurídico protegido a nivel constitucional (libre competencia)¹⁹² y cumple con:

- Análisis de idoneidad: La condición propuesta para Luz del Sur (consistente en no recurrir directamente a la generación de su grupo económico para abastecerse de energía eléctrica), permite alcanzar el objetivo buscado (consistente en evitar un posible cierre de mercado como consecuencia del suministro directo de energía entre Luz del Sur y la generación de su grupo económico). La condición permite que, en la contratación de energía por parte de Luz del Sur no se privilegie su generación vinculada, promoviendo la participación de generadores competidores, y reduciendo, adicionalmente,

¹⁹⁰ Como se detalla en la presente Resolución, esta afectación a la competencia es consistente incluso si las centrales Lluclla, Lluta, Santa Teresa 2 y San Gabán III no ingresaran en los años en los que están previstos, sino que lo hacen recién a finales de 2026, e incluso ante estimaciones de crecimiento de la demanda menores al 3,5% considerado.

¹⁹¹ Asimismo, durante el periodo de aplicación de la referida condición, el agente económico tiene la posibilidad de solicitar su revocatoria, acorde a los términos establecidos en el artículo 214 del TUO de la Ley 27444.

¹⁹² Ver artículo 61 de la Constitución Política del Perú.

posibles factores que restringen la entrada de nueva generación o limitan la expansión de generación existente¹⁹³.

Cabe precisar que el riesgo a la competencia ha sido identificado por lo menos hasta el año 2030; por tanto, el plazo establecido para la condición guarda correspondencia con el periodo donde se ha identificado el riesgo.

Adicionalmente, se ha podido advertir que la condición a imponerse es factible de implementar y monitorear. En un régimen de control de concentraciones, la factibilidad de la implementación de la condición es un factor necesario para evaluar su idoneidad. Si la probabilidad de ejecución de la condición es baja (que depende, a su vez, de la posibilidad de monitorear su cumplimiento), en la práctica, la medida no es capaz de lograr el objetivo propuesto.

En el presente caso, al tratarse de un sector regulado, existe información de fácil acceso que permite supervisar la implementación de la condición y, por tanto, asegurar su ejecución. Así, para el caso de las licitaciones establecidas por la Ley 28832, el procedimiento es supervisado por Osinergmin, ente regulador del sector, quien garantiza la imparcialidad y transparencia en su ejecución. Asimismo, se puede verificar la ejecución de este mecanismo a través de la información disponible en (i) el portal web de Osinergmin y (ii) de la colaboración interinstitucional entre entidades. Por su parte, en el caso de los concursos privados, la propia condición establece parámetros que permiten la publicidad de tales concursos y por tanto un monitoreo adecuado de la autoridad de competencia.

Otro factor que contribuye en la factibilidad de la medida, son los incentivos que tienen las empresas generadoras competidoras de supervisar el cumplimiento de tal condición. La medida fomenta la participación de dichas empresas en el suministro de energía de Luz del Sur, por tanto, genera incentivos para que estén alertas de su implementación¹⁹⁴.

- **Análisis de necesidad:** No existe otro mecanismo alternativo menos gravoso que permita evitar una afectación de tal naturaleza (cierre de mercado). Para ello, esta Comisión ha evaluado otras alternativas que también permitirían contrarrestar el riesgo a la competencia previamente identificado. Una de las alternativas evaluadas es denegar la operación; y, de este modo evitar que se

¹⁹³ En los procedimientos de licitación, la anticipación requerida legamente para iniciar este tipo de procedimientos (tres años de anticipación) facilita y promueve el desarrollo de nuevas inversiones de generación.

¹⁹⁴ Finalmente, es oportuno recordar que el incumplimiento de la condición establecida por la Comisión, faculta a la autoridad a adoptar las siguientes medidas:

- Sancionar por un importe no mayor al 10% de las ventas o ingresos brutos percibidos el año anterior por los agentes involucrados en la operación (artículo 34 del Reglamento de la Ley 26876).
- Revocar la decisión que aprobó la operación de concentración sujeta a la condición (artículo 32 del Reglamento de la Ley 26876).
- Realizar las acciones necesarias que permitan dejar sin efecto el acto de concentración (artículo 32 del Reglamento de la Ley 26876).

produzca un cierre de mercado. Otra alternativa es dictar una condición estructural¹⁹⁵ consistente en que grupo CTG se desprenda de determinados activos de generación; de este modo, Luz del Sur no podría recurrir a las generadoras de su grupo económico para cubrir toda su demanda, debiendo contratar con empresas competidoras.

Sin embargo, tales medidas resultan más gravosas para el administrado toda vez que implican la negativa de la propia operación notificada y una afectación de sus derechos de propiedad¹⁹⁶.

Por su parte, Luz del Sur ha señalado como una medida menos gravosa, que la Comisión evalúe y, de ser el caso, sancione el cierre de mercado como una práctica anticompetitiva de concretarse en el futuro. Sin embargo, dicha alternativa no cumple con el objetivo perseguido (evitar una afectación a la competencia en el mercado analizado). En efecto, a través de un control de conductas se evalúa la práctica anticompetitiva una vez que esta se ha producido, es decir cuando ya hubo una afectación a la competencia. En este caso, el objetivo es evitar que se produzca esta afectación¹⁹⁷. Por tanto, la

¹⁹⁵ Conforme se precisó en la sección IV del presente pronunciamiento, una condición estructural es una medida que involucra una transferencia de derechos de propiedad sobre activos tangibles o intangibles, incluida la transferencia de una unidad de negocios completa; y, de este modo, permite mitigar la acumulación de poder económico producto de la operación de concentración.

Por su parte, el propósito de las soluciones conductuales es controlar la capacidad de las empresas para obstaculizar la competencia. A través de este tipo de medidas, se impone al agente económico involucrado una obligación de realizar cierta acción o se le prohíbe realizar determinadas conductas. La medida propuesta por esta Comisión califica como una condición conductual.

¹⁹⁶ Si bien a nivel internacional, las agencias de competencia prefieren las condiciones estructurales para contrarrestar posibles riesgos a la competencia producto de las operaciones de concentración, también reconocen la importancia de los remedios conductuales para prevenir posibles obstáculos a la competencia. Así, por ejemplo, la Unión Europea señala que esta labor debe realizarse en cada caso en particular, siendo un factor determinante para seleccionar el tipo de remedio, la posibilidad de que la medida sea implementada y monitoreada. En: Comunicación de la Comisión relativa a las soluciones admisibles con arreglo al Reglamento CE 139/2004 del Consejo y al Reglamento 802/2004 de la Comisión, pp. 7 y 8.

Una de las ventajas de implementar una condición conductual es que permite que se puedan generar los potenciales beneficios de una operación de concentración. Tal situación no se consigue necesariamente de aplicarse una condición estructural. Así, por ejemplo, en el caso de concentraciones verticales, los remedios conductuales o de comportamiento no limitan las potenciales ventajas asociadas a una integración vertical (eliminación de la doble marginalización, mayor control e inclusión de mejoras en la cadena de valor, etc). En: International Competition Network (2016), Merger Remedies Guide, pp. 9.

En el caso concreto, la medida a imponerse permite neutralizar el riesgo a la competencia identificado por esta Comisión sin limitar posibles beneficios de una integración vertical. Si bien en este caso, las potenciales eficiencias de la integración no han sido demostradas por las partes, la condición tampoco limita que, de existir tales eficiencias a futuro, estas puedan manifestarse. Adicionalmente, la condición permite que las empresas involucradas en la operación tengan incentivos para comportarse de manera eficiente en la compra y venta de energía eléctrica, buscando precios competitivos.

¹⁹⁷ Conforme se precisó en la sección IV del presente pronunciamiento, el control de conductas y el control de concentraciones no constituyen mecanismos sustitutos como señala Luz del Sur, sino que, actúan como herramientas complementarias para garantizar un entorno de competencia. El control de concentraciones opera ex ante a fin de evitar que se originen conductas que puedan producir un daño a la competencia. En cambio, el control de conductas es un mecanismo ex post que opera una vez producido un daño a la competencia. Las sanciones a imponerse en un control ex post tienen por objeto disuadir que estas conductas se realicen en el futuro nuevamente, pero no pueden revertir los efectos causados por la práctica sancionada.



herramienta propuesta por Luz del Sur no es idónea para cumplir con tal objetivo.

En conclusión, esta Comisión no ha podido identificar otras medidas que permitan cumplir con el objetivo propuesto (evitar el posible cierre de mercado) y sean más beneficiosas para las empresas involucradas en la operación de concentración.

- Análisis de proporcionalidad en sentido estricto: Se logra proteger - en un alto grado - el bien jurídico de la libre competencia y, a su vez, evitar una posible afectación a los consumidores (usuarios regulados)¹⁹⁸, a través de una restricción leve a la libertad contractual de las empresas involucradas.

292. Por lo expuesto, esta Comisión considera apropiado aprobar la autorización de operación de concentración, sujetándola a la condición establecida en el numeral 290 de la presente resolución.
293. Por otro lado, Kallpa y Engie propusieron medidas adicionales a implementarse en la operación notificada. Indicaron que debía ordenarse a las empresas del Grupo CTG mantener una separación legal, contable y funcional de las actividades de distribución, generación y comercialización. También propusieron medidas para asegurar el acceso a la red de distribución de Luz del Sur. Finalmente, Kallpa señaló que (i) Luz del Sur también debía licitar la adquisición de energía para atender el mercado de usuarios libres y (ii) debía prohibirse al Grupo CTG obtener concesiones de transmisión.
294. Las medidas propuestas por dichas empresas no permiten contrarrestar el riesgo a la competencia identificado por esta Comisión. La mayoría de estas medidas corresponden a efectos que no se encuentran vinculados a la operación de concentración (futuras integraciones verticales con la actividad de transmisión¹⁹⁹) o que se han descartado como posibles riesgos a la competencia (potenciales prácticas anticompetitivas en el mercado de distribución y usuarios libres²⁰⁰). Asimismo, la medida sobre la separación jurídica, contable y funcional de las empresas no es idónea para contrarrestar un posible cierre de mercado, toda vez que no ataca el suministro directo de energía eléctrica entre la empresa distribuidora y la generación de su grupo económico.

¹⁹⁸ Para mayor detalle, ver numerales 178 y 182 de la presente resolución.

¹⁹⁹ Actualmente, Grupo CTG no participa en el mercado de transmisión.

²⁰⁰ Adicionalmente, es necesario precisar que, el riesgo a la competencia identificado por la Comisión se justifica, entre otros aspectos, en la habilidad de Luz del Sur para provocar un posible cierre de clientes en el mercado de suministro de energía para atender usuarios regulados. Un factor relevante para determinar tal habilidad es la demanda de Luz del Sur en el referido mercado. Esta Comisión no ha advertido este tipo de riesgos en el suministro de energía para usuarios libres.



295. Finalmente, los agentes involucrados en la operación²⁰¹ cuestionaron la opinión emitida por el MINEM que recomendaba imponer condiciones en el mercado de contratos de suministro de energía para atender a usuarios regulados en el área de concesión de Luz del Sur. Precisaron que existían diferencias entre la operación de notificación evaluada por la Comisión en el año 1999²⁰² y la operación evaluada en el presente pronunciamiento, razón por la cual no debía aplicarse las mismas condiciones.
296. Sobre el particular, al margen de las posibles similitudes o diferencias existentes entre las referidas operaciones, lo cierto es que, el análisis de efectos y la determinación de la medida a imponer se realiza en cada caso en particular. Son las características de cada operación, lo que permite a la autoridad de competencia realizar un análisis de sus posibles efectos y, de ser el caso, establecer las respectivas condiciones. Por tal motivo, si la autoridad identifica de forma motivada posibles riesgos a la competencia en la operación notificada, podrá determinar las medidas que considere pertinente para contrarrestarlas, al margen de encontrar algunas similitudes con operaciones pasadas.

Estando en lo previsto en la Constitución Política del Perú, la Ley 26876, Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico, el Reglamento de la Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico y el Texto Único Ordenado de la Ley 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, la Comisión de Defensa de la Libre Competencia;

RESUELVE:

Autorizar la operación de concentración empresarial notificada por China Yangtze Power International (Hong Kong) Co. Limited el 30 de octubre de 2019, sujetándola a la siguiente condición aplicable a la adquisición de energía eléctrica por parte de Luz del Sur S.A.A. para abastecer a sus usuarios regulados:

“Hasta el año 2030, la distribuidora no podrá recurrir directamente a la generación de su grupo económico para abastecerse de energía eléctrica. Si Luz del Sur desea abastecerse de energía eléctrica y que las generadoras de su grupo económico participen en tal suministro, deberá emplear los siguientes mecanismos competitivos: (i) el procedimiento de licitación establecido en la Ley 28832; o (ii) un concurso privado, que permita la participación de competidores. Para tales efectos, el concurso privado deberá cumplir con los siguientes requisitos:

- *Respetar el principio de libre concurrencia y competencia desarrollado en la presente resolución.*
- *Publicar en su portal web y en uno de los diarios de mayor circulación nacional, la convocatoria, bases y resultados del concurso.*

²⁰¹ En específico, CYPI y Luz del Sur.

²⁰² Ver Resolución 012-99-INDECOPI/CLC emitida por la Comisión de Defensa de la Libre Competencia el 3 de diciembre de 1999.



PERÚ

Presidencia
del Consejo de Ministros

INDECOPI

VERSIÓN PÚBLICA

- *Informar previamente a la Secretaría Técnica sobre la convocatoria del concurso.”*

Con el voto favorable de los señores miembros de la Comisión de Defensa de la Libre Competencia: María del Pilar Cebrecos González, Dante Mendoza Antonioli y Lucio Andrés Sánchez Povich.

**María del Pilar Cebrecos González
Presidente**



**Anexo 1****Evaluación de la relación entre el precio adjudicado en los procesos de licitación y la cantidad de potencia demandada dentro del mismo**

1. En este anexo se detalla el procedimiento seguido para el análisis del comportamiento de las ofertas adjudicadas por las empresas de generación en el marco de las licitaciones públicas de largo plazo para el suministro de potencia eléctrica convocadas por las empresas distribuidoras a nivel nacional.
2. Bajo el posible escenario que la empresa distribuidora Luz del Sur comprometa sus requerimientos de energía para atender al mercado regulado con su generación vinculada, a través de contratos bilaterales, esto implicaría una reducción de la demanda de potencia dentro de los procesos de licitación. La menor demanda de potencia generaría que los procesos de licitación tengan menores economías de escala, incrementando potencialmente el precio resultante en la licitación²⁰³. Así, resulta importante conocer la relación entre la potencia demandada y los precios resultantes en los procesos de licitación.
3. En los procesos de licitación los generadores se adjudicaron contratos de suministro a los precios que ofertaron. Así, en un mismo proceso de licitación se tienen distintos precios de energía para cada oferta adjudicada.
4. Se busca estimar la relación entre los precios de la energía y la potencia licitada en cada proceso. Para ello, se consideran los precios de la energía adjudicada, la potencia adjudicada y la potencia demandada. Asimismo, se pueden incluir otras variables de control que permitan estimar la relación antes señalada.
5. En el siguiente gráfico, se muestran los resultados de los procesos de licitación de largo plazo para el suministro de energía en el mercado eléctrico peruano. Específicamente, se muestra el precio adjudicado y la correspondiente potencia adjudicada acumulada²⁰⁴. Si se considera que el costo de oportunidad de la energía se puede aproximar con el costo marginal de corto plazo, se diferencian los procesos según el costo, donde los procesos que tienen el mismo costo marginal de energía

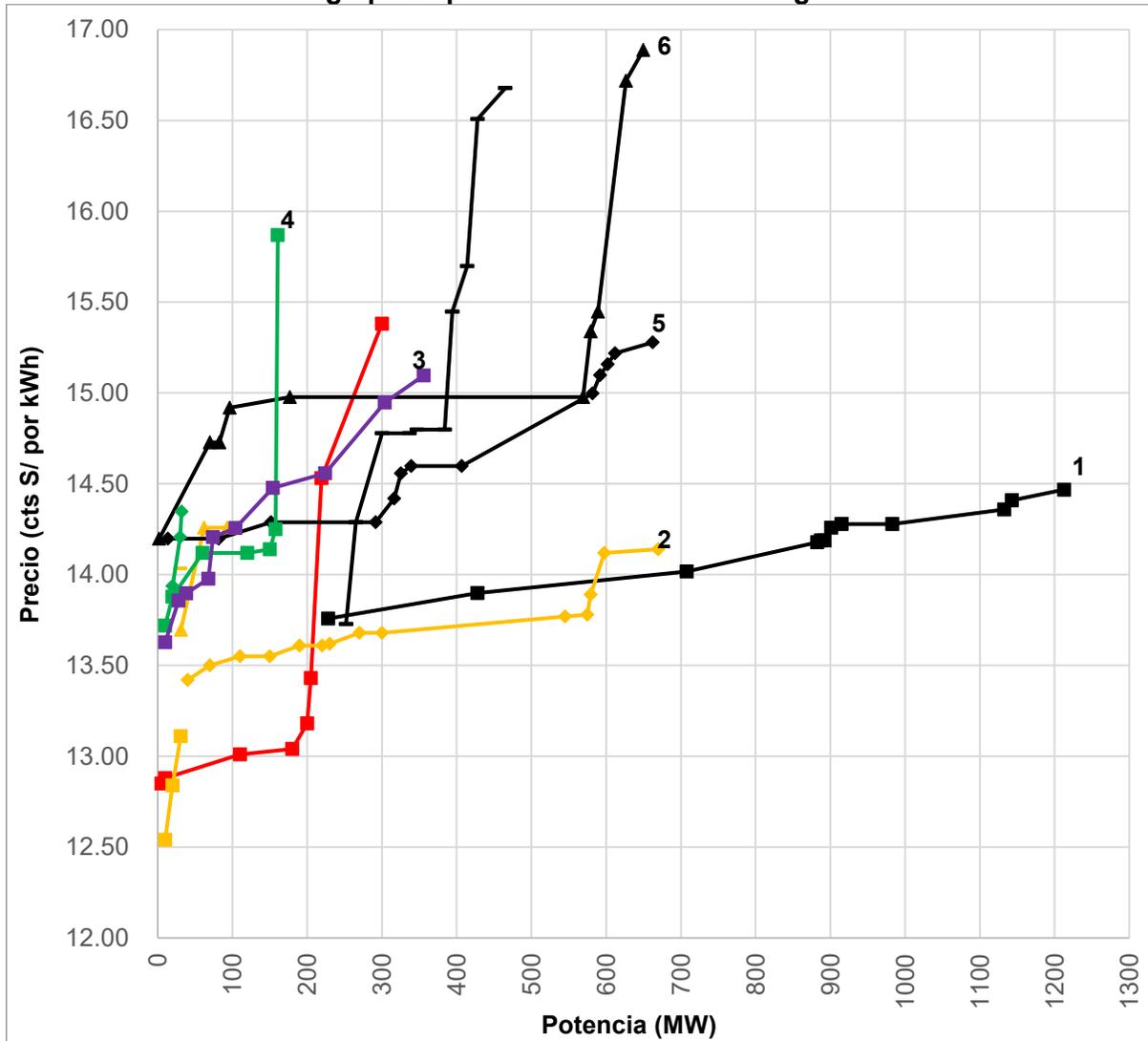
²⁰³ El argumento principal a favor de la contratación centralizada radica en las posibles economías de escala. Las compras por volumen permiten obtener reducciones significativas en el precio de los bienes o recibir mejores servicios a menores costos. Véase OCDE (2000). "Centralised and Decentralised Public Procurement", Sigma Programme, p. 6.

Asimismo, en un escenario donde las centrales de generación deciden entre adjudicarse contratos en licitaciones de largo plazo o suministrar en el mercado de corto plazo, mientras mayor sea la proporción de la demanda contratada a través de licitaciones de largo plazo, las empresas tenderán a invertir en capacidad de generación más eficiente con el objetivo de que, al momento de suministrar el contrato, el precio en el mercado de corto plazo sea bajo. Esta decisión de inversión terminaría por reducir, también, el precio que ofrecerían al momento de competir por la adjudicación del contrato de largo plazo. Véase Arellano, M. y Serra, P. (2009). "Long-term contract auctions and market power in regulated power industries". Energy Policy, 38 (2010), 1759–1763.

²⁰⁴ Por ejemplo, en la Licitación Distriluz: 2013 – 2022, Primera convocatoria el generador Electricidad del Perú - Electroperú S A se adjudicó 252 MW de potencia a un precio de cts. S/ 13,73 por kWh, mientras que el siguiente generador, SDF Energía S.A.C., se adjudicó 13 MW de potencia a un precio de cts. S/ 14,29 por kWh dando como potencia adjudicada acumulada 265 MW, y el tercer generador en adjudicarse potencia fue Termoselva S.R. L. quien se adjudicó 35 MW de potencia a un precio de cts. S/ 14,78 por kWh, dando como potencia adjudicada acumulada 300 MW, y así sucesivamente con los otros generadores.

proyectado se grafican con líneas del mismo color. Los procesos que tienen el mismo costo marginal proyectado son aquellos que se adjudicaron en fechas cercanas²⁰⁵.

Gráfico 1
Precios y cantidades adjudicadas acumuladas de los procesos de licitación de largo plazo para el suministro de energía.



Nota: Se coloca número únicamente a los procesos que se evalúan

Fuente: Osinergmin

Elaboración: Comisión de Defensa de Libre Competencia del Indecopi

²⁰⁵ Las líneas de color negro corresponden a procesos relacionados a costos marginales proyectados de cts S/ 13,273 por kWh; las líneas de color amarillo corresponden a procesos relacionados a costos marginales proyectados de cts S/ 7,777 por kWh; las líneas de color rojo corresponden a procesos relacionados a costos marginales proyectados de cts S/ 7,399 por kWh; las líneas de color morado corresponden a procesos relacionados a costos marginales proyectados de cts S/ 8,520 por kWh; y, por último, las líneas de color morado corresponden a procesos relacionados a costos marginales proyectados de cts S/ 8,561 por kWh.



6. Del gráfico se puede observar que aquellos procesos con una mayor demanda están asociados a precios adjudicados más bajos. Por ejemplo, en los procesos 1²⁰⁶ y 2²⁰⁷ se requirieron 1212,85 y 669,56 MW de potencia, respectivamente, obteniéndose un precio adjudicado máximo de cts S/ 14,7 y 14,14 por kWh mientras que en los procesos 3²⁰⁸ y 4²⁰⁹ se requirieron 401,40 y 160,8 MW de potencia, respectivamente, obteniéndose un precio máximo de cts S/ 15,10 y 15,81 por kWh.
7. La relación inversa entre demanda y precios licitados resultaría relevante inclusive si el costo marginal de la energía se reduce de manera considerable. Por ejemplo, en el proceso 1 se adjudicó bajo condiciones de mercado que daban un costo marginal proyectado de cts S/ 13,27 por kWh, que era mayor al costo marginal proyectado de los procesos 3 y 4, de cts S/ 8,56 y 8,52 por kWh; sin embargo, en dicho proceso se obtuvieron menores precios.
8. Si se consideran los procesos que tienen el mismo costo marginal de la energía proyectado, una reducción del 1% de la potencia demandada en un proceso puede generar un incremento de precios promedio ponderados entre 0,05% y 1,73%. En los procesos 1²¹⁰ y 5²¹¹ se demandaron 1 212,85 MW y 662,26 MW de potencia, resultando un precio adjudicado promedio ponderado de cts S/ 14,06 y 14,63 por kWh²¹², luego una reducción en la potencia demandada de 1,00% podría generar un incremento en los precios de 0,05%²¹³. Por otro lado, en los procesos 5²¹⁴ y 6²¹⁵ se demandaron 662,26 MW y 649,89 MW de potencia, resultando un precio adjudicado promedio ponderado de cts S/ 14,63 y 15,12 por kWh²¹⁶. Así una reducción en la potencia demandada de 1,00% podría generar un incremento en los precios de 1,73%²¹⁷.

²⁰⁶ Licitación Edelnor ED-01-2009-LP: 2014 – 2021.

²⁰⁷ Licitación LDS-01-2010-LP: 2014 – 2023.

²⁰⁸ Licitación LDS-01-2011-LP: 2018 - 2027, Primera convocatoria.

²⁰⁹ Licitación EDN-01-2012-LP: 2016 – 2027.

²¹⁰ Licitación Edelnor ED-01-2009-LP: 2014 - 2021 Primera convocatoria.

²¹¹ Licitación Edelnor ED-02-2009-LP: 2014 - 2023 Primera convocatoria.

²¹² Ambos procesos de licitación se enfrentaron a un costo marginal proyectado de cts S/ 13,27 por kWh.

²¹³ El proceso 1 demandó una potencia 83,14% mayor a la del proceso 5, obteniendo precios 3,84% más bajos. En tal sentido una reducción en 1% de la potencia demandada generaría un incremento de los precios adjudicados promedios ponderados de 0,05% ($3,84 / 83,14 = 0,05$).

²¹⁴ Licitación Edelnor ED-02-2009-LP: 2014 - 2023 Primera convocatoria.

²¹⁵ Licitación Edelnor ED-03-2009-LP: 2014 - 2025 Primera convocatoria.

²¹⁶ Ambos procesos de licitación se enfrentaron a un costo marginal proyectado de cts S/ 13,27 por kWh.

²¹⁷ El proceso 5 demandó una potencia 1,90% mayor a la del proceso 6, obteniendo precios 3,30% más bajos. En tal sentido una reducción en 1% de la potencia demandada generaría un incremento de los precios adjudicados promedios ponderados de 1,73% ($3,30 / 1,90 = 1,73$).



9. Así, se puede afirmar que una mayor potencia demandada está asociada a menores precios adjudicados.
10. De manera complementaria, también se analiza la relación entre los precios adjudicados y la potencia demandada en los procesos de licitación considerando un enfoque multivariado.
11. En la literatura especializada, específicamente para el caso chileno, se encuentran diversos estudios que analizan los determinantes del comportamiento de los generadores en las subastas por el suministro de energía, estudios que evalúan la relación entre las ofertas realizadas por los postores en los procesos de subastas y una serie de variables. Sin embargo, en el caso bajo análisis no se cuenta con las ofertas realizadas por los generadores en los procesos de licitación, y únicamente se tienen los precios u ofertas adjudicadas. Por ello, se evalúa la relación entre los precios adjudicados y las variables que inciden en las ofertas de los generadores, de acuerdo con la literatura revisada.
12. Las licitaciones en el sector eléctrico peruano consisten en procesos de concurso público para el suministro de electricidad en condiciones de competencia, los cuales posibilitan la suscripción de contratos de largo plazo²¹⁸ con Precios Firmes²¹⁹. La información disponible para el presente análisis corresponde a las ofertas adjudicadas en los 12 procesos de licitación pública convocados por los distribuidores de energía eléctrica, adjudicaciones realizadas en los años 2010, 2011, 2012 y 2015²²⁰. Por tal motivo, de acuerdo con las restricciones de información, se evalúan las variables que inciden en los precios adjudicados por los generadores dentro de un proceso de licitación.
13. Se busca analizar la relación entre las ofertas o precios adjudicados y una serie de variables relacionadas con las ofertas de los generadores, que incluye la demanda de cada licitación. La variable a explicar es el precio adjudicado por los generadores en cada proceso de licitación de potencia de largo plazo (P)^{221 222}. Por su parte, las

²¹⁸ Plazos de suministro de hasta 20 años.

²¹⁹ Corresponden a los precios de la energía y potencia que resulten de los procesos de Licitación y que no están sujetos a fijación administrativa por el regulador.

²²⁰ En el año 2010 se presentaron 07 procesos de Licitación, Distriluz: 2013-2022 Primera convocatoria, Distriluz: 2013-2022 Segunda convocatoria, ED-01-2009-LP: 2014-2021, ED-02-2009-LP: 2014-2023, ED-03-2009-LP: 2014-2025 Primera convocatoria, ED-03-2009-LP: 2014-2025 Segunda convocatoria, LDS-01-2010-LP: 2014-2023; en el año 2011, 02 procesos de Licitación, ELD-01-2010-LP: 2014-2018 y LDS-01-2011-LP: 2018-2027 Primera convocatoria; en el año 2012, 02 procesos de Licitación, EDN-01-2012-LP: 2016-2027 y LDS-01-2011-LP: 2018-2027 Segunda convocatoria; y, en el año 2015, solo un proceso de Licitación, ED-01-2015-LP: 2022-2031.

²²¹ La literatura internacional estima los determinantes de las ofertas o precios ofrecidos por los generadores dentro los procesos de licitación; sin embargo, debido a las restricciones de información que se tienen se considera que dichas variables también podrían explicar el precio adjudicado en el proceso.

²²² Por ejemplo, en el proceso de Licitación LDS-01-2010-LP: 2014-2023, la Empresa de Generación Eléctrica Arequipa S A - Egasa se adjudicó un contrato para el suministro de 40MW de potencia a un precio ponderado de la energía (de potencia, energía en hora punta y energía fuera de punta) de cts. S/13,42 por kWh. A continuación, la misma empresa se adjudicó el siguiente contrato para el suministro de 30MW a un precio ponderado de la energía de cts. S/13,50 por kWh. Luego, 97/109



variables relacionadas con las ofertas de los generadores, y que podrían afectar la oferta o precio adjudicado serían: (i) el precio *spot* esperado al momento de la licitación (C)^{223 224}; (ii) la cantidad de potencia adjudicada acumulada en cada proceso de licitación (Q)²²⁵; (iii) el número de ofertas presentadas en la licitación (N)^{226 227}; (iv) la potencia demandada de la licitación (D)^{228 229}; (v) la variable Anticipación que indica el número de meses entre la convocatoria de la licitación y el inicio del contrato de

Termoselva S.R.L. fue la siguiente empresa en adjudicarse un contrato para el suministro de 40MW a un precio ponderado de la energía de cts. S/13,55 por kWh.

- ²²³ Roubik y Rudnick (2009) evalúa el comportamiento estratégico de los generadores en subastas de contratos de largo plazo utilizando conceptos de portafolio, encontrando que los costos de generación y la aversión al riesgo son parámetros relevantes para predecir el precio ofertado por los generadores dentro del proceso. De igual forma, Bustos-Salvagno (2015) analiza el comportamiento de los precios ofertados en las licitaciones en el mercado de electricidad chileno encontrando que el precio *spot* esperados es uno de sus principales determinantes.
- ²²⁴ El precio *spot* esperado al momento de la licitación está determinado por el costo marginal de generación de energía eléctrica esperado al momento de presentar la oferta para competir en la licitación. Se espera obtener una relación directa con el precio adjudicado ya que representa el costo de oportunidad de la energía; así, mientras mayor sea el costo de oportunidad de la energía, mayor será el precio que oferte un generador. Por ejemplo, en el proceso de Licitación EDN-01-2012-LP: 2016-2027, realizado en el año 2012, los generadores esperaban un precio *spot* de cts. S/8,52 por kWh.
- ²²⁵ En general, se espera obtener una relación directa sobre el precio adjudicado ya que, según las reglas de la licitación, se adjudicaría potencia acumulada a precios cada vez mayores hasta cubrir el requerimiento de potencia. Por ejemplo, en el proceso de Licitación ED-01-2009-LP: 2014-2021, el generador Electricidad del Perú – Electroperú S.A. adjudicó 228 MW de potencia a un precio ponderado de la energía de cts S/ 13,76 por kWh haciendo una potencia adjudicada acumulada de 200 MW; luego de este, el generador Engie Energía Perú S.A se adjudicó 200 MW de potencia a un precio ponderado de la energía de cts S/ 13,90 por kWh, haciendo una potencia adjudicada acumulada de 448 MW; luego, el generador Kallpa Generación S.A. se adjudicó 280 MW de potencia a un precio ponderado de la energía de cts S/ 14,02 por kWh, haciendo una potencia adjudicada acumulada de 708 MW; y así sucesivamente.
- ²²⁶ Varas y Rudnick (2014) muestran como la competencia entre todos los generadores dentro de un proceso de licitación los puede llevar a ofrecer precios más bajos en comparación con una negociación bilateral. De igual forma, Bustos-Salvagno (2015) encuentra que la presión competitiva, medida por el número de competidores, es un determinante del precio ofertado por los generadores dentro de un proceso de licitación.
- ²²⁷ Se espera que un mayor número de ofertas resulte en un menor precio adjudicado ya que los generadores habrían reducido su margen a esperar mayor competencia dentro de la licitación. En ese sentido, el número de ofertas es un indicador de la intensidad de competencia de cada proceso. Un ejemplo de esta variable se puede encontrar en el proceso de Licitación Distriluz: 2013-2022 Primera convocatoria donde se presentaron 19 ofertas.
- ²²⁸ La potencia demandada mide el tamaño de los contratos que los generadores podrían adjudicarse. Se espera que una mayor demanda de potencia incentive menores precios por las posibles economías de escala. Por lo general, las compras por volumen permiten obtener reducciones significativas en el precio. Un ejemplo de esta variable se puede encontrar en el proceso de Licitación Distriluz: 2013-2022 Primera convocatoria, donde se requirió una demanda total de 558,14 MW. Asimismo, es importante mencionar que en algunos procesos la cantidad demandada no fue la cantidad total adjudicada en el proceso, esto debido a que no se presentaron suficientes ofertas dentro del proceso de licitación o a que algunas de las ofertas superaron el precio de reserva que había estimado el Osinergmin para la licitación. Por ejemplo, en la Licitación Distriluz: 2013 – 2022 Primera convocatoria se demandaron 558,14 MW de potencia, sin embargo, solo se adjudicaron 465,11 MW en total.
- ²²⁹ Bustos-Salvagno (2015) considera que la potencia demandada puede ser un determinante del precio ofertado por los generadores dentro de un proceso de licitación ya que un contrato de mayor tamaño tendería a atraer mayor intensidad competitiva y menores precios.

suministro de energía eléctrica^{230 231}; y (vi) La variable Duración que indica el número de meses entre el inicio y el fin del suministro de energía eléctrica^{232 233}. Las estadísticas descriptivas de las variables se muestran en el cuadro siguiente.

Cuadro 1
Estadísticos descriptivos

Variables	Observaciones	Media	Mediana	Desviación estándar	Mínimo	Máximo
P	94	14,32	14,23	0,83	12,54	16,89
C	94	10,54	8,56	2,65	7,40	13,27
Q	94	325,58	229,00	300,61	2,10	1 212,85
N	94	32,49	31,50	13,11	3,00	57,00
D	94	560,36	649,89	327,88	29,89	1 212,85
Anticipación	94	56,30	50,00	22,74	36,00	112,00
Duración	94	117,12	120,00	24,53	10,00	144,00

Fuente: Osinergmin

Elaboración: Comisión de Defensa de Libre Competencia del Indecopi

14. De la revisión de la literatura, se plantea la siguiente forma reducida a estimar²³⁴:

$$P_{ij} = \alpha + \beta C_j + \theta Q_{ij} + \gamma N_{ij} + \delta D_{ij} + \mu * Anticipación_{ij} + \varphi * Duración_{ij} + \varepsilon_{ij}$$

Donde *i* representa a cada generador y *j* representa cada proceso de licitación.

15. Las estimaciones realizadas bajo el método de Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO) y en una especificación donde las variables son consideradas en niveles²³⁵ muestran

²³⁰ Bustos-Salvagno (2015) considera que ciertas características de los contratos pueden altear el precio ofertado por los generadores dentro de un proceso de licitación como, por ejemplo, la duración del mismo. En tal sentido, la anticipación se considerará como posible factor determinante del precio ofertado.

²³¹ Se espera una relación positiva ya que mientras más tiempo se espera para el inicio del contrato, mayor es la incertidumbre acerca de las condiciones del mercado y los precios.

Un ejemplo de esta variable se puede encontrar en el proceso de Licitación Distriluz: 2013-2022 Primera donde se convocó con 38 meses de anticipación medido como los meses entre la convocatoria de la Licitación y el inicio del contrato de suministro de energía.

²³² Bustos-Salvagno (2015) encuentra que la duración del contrato de suministro derivado de una licitación sería un determinante para el precio ofertado por los generadores dentro del proceso de licitación.

²³³ Se espera una relación positiva ya que un contrato con mayor horizonte temporal provocaría que los generadores presentarán precios mayores para cubrirse de los riesgos asociados a la incertidumbre del mercado en el largo plazo

Un ejemplo de esta variable se puede encontrar en el proceso de Licitación Distriluz: 2013-2022 Primera convocatoria donde se ofrecían contratos de suministro de energía eléctrica de 120 meses de duración.

²³⁴ Se dice que el modelo se encuentra en "forma reducida" porque la ecuación econométrica planteada se deriva de otra ecuación económica que muestra las relaciones entre la oferta y la demanda, obteniéndose como resultado de la estimación, los parámetros de las relaciones económicas subyacentes.

²³⁵ Se realizó la estimación del modelo aplicando logaritmo natural a las variables P, C, Q y D obteniendo los mismos signos para los coeficientes que en el caso de la estimación de las variables en niveles. Para el caso del impacto de D, esta se vuelve no significativa. Sin embargo, al aplicarse el Test del modelo Box-Cox se determinó que la mejor especificación para el modelo planteado es a través de las variables en niveles.

que las variables C, Q, Anticipación y Duración presentan efectos positivos sobre P. Por su parte, las variables N y D presentan efectos negativos sobre P. Cabe notar que los signos de los coeficientes de C, Q, N, D, Anticipación y Duración son compatibles con los resultados de la literatura revisada. Asimismo, resulta necesario notar que todas las variables resultan significativas para el modelo planteado en niveles, a excepción de la variable Anticipación.

Cuadro 2
Resultados de la estimación

Variable	En niveles	Con clusters
C	0,1517*** (0,0360) 4,21	0,1517*** (0,0295) 5,15
Q	0,0017*** (0,0003) 5,98	0,0017*** (0,0004) 3,49
N	-0,0167*** (0,0065) -2,55	-0,0167*** (0,0039) -4,23
D	-0,00112*** (0,0004) -2,98	-0,00112*** (0,0003) -3,41
Anticipación	0,0029 (0,0024) 2,04	0,0029 (0,0025) 1,15
Duración	0,0154*** (0,0025) 6,28	0,0154*** (0,0021) 7,32
Constante	11,3796*** (0,4034) 28,21	11,3796*** (0,3196) 35,61
Observaciones	94	94
R-cuadrado	0,5010	0,5010

* p < 0,10.

** p < 0,05.

*** p < 0,01.

*Los valores presentados para cada variable corresponden a los coeficientes, los errores estándar y la prueba T de significancia, respectivamente.

Fuente: Osinergmin

Elaboración: Comisión de Defensa de Libre Competencia del Indecopi

16. Se observa la presencia de heterocedasticidad²³⁶, es decir, que la varianza de los errores no es constante para todas las observaciones realizadas. Por ello se procede

²³⁶ Al aplicar la prueba de Breusch-Pagan y la prueba de White se determinó la presencia de heterocedasticidad en el modelo.



a controlar los errores a través de la creación de clusters²³⁷ que representan a cada proceso de licitación. Como resultado de este ajuste se obtienen los mismos valores para los coeficientes estimados que para el caso de la especificación con las variables en niveles, pero con la diferencia que todas las variables resultan significativas para el modelo²³⁸.

17. En el modelo estimado, la potencia demandada tiene una relación inversa con el precio adjudicado, resultado similar al obtenido en el numeral 8 del Anexo 1. Considerando el coeficiente $-0,00112$, se tiene que una reducción del 1% de la potencia demandada incrementa el precio adjudicado en $0,044\%$ ²³⁹.
18. Sin embargo, es importante mencionar que un potencial problema de la estimación es la presencia de variable omitida. En efecto, de acuerdo con la literatura revisada, las variables explicativas están relacionadas con los precios u ofertas de los generadores, relación que estaría recogida en el error del modelo estimado. En particular, las ofertas de los generadores estarían relacionados inversamente con la potencia demandada (D) como se señaló previamente. Por su parte, la oferta o precio adjudicado está relacionado positivamente con el resto de las ofertas del generador en cada proceso, en la medida que el generador estará dispuesto a ofrecer más potencia a un mayor precio dado que el costo de oportunidad de suministrar energía se incrementa, considerando las restricciones de capacidad que enfrenta. Así, la relación entre el precio adjudicado y la potencia demandada (D) podría estar subestimada²⁴⁰. Lo anterior es compatible con los resultados obtenidos en el numeral 8, donde el menor incremento estimado en el precio fue $0,05\%$ similar al hallado.
19. En conclusión, del análisis gráfico de los procesos de licitación se determinó que el impacto de una reducción en la potencia demandada de $1,00\%$ podría generar un incremento en los precios promedios adjudicados de entre $0,05\%$ y $1,73\%$. Por su parte, el análisis multivariado corrobora la relación negativa entre la potencia demandada y los precios promedios adjudicados, obteniendo que una reducción en la potencia demandada de $1,00\%$ podría generar un incremento en los precios promedios adjudicados de $0,044\%$, que correspondería a un valor mínimo tomando en cuenta la información disponible.

²³⁷ Se refiere a grupos que comparten alguna característica común los cuales se encuentran definidos mediante un conjunto de medidas repetidas en la misma unidad. Una característica distintiva de los clusters es que tienden a exhibir correlación intragrupo. Everitt, B. y Skrondal, A. (2010). *The Cambridge Dictionary of Statistics*. Fourth Edition. Cambridge University Press, New York, United States of America.

²³⁸ También se evaluó la multicolinealidad en el modelo, es decir la no existencia de relaciones lineales entre dos o más variables independientes, mediante la aplicación de la prueba del Factor de Inflación de la Varianza (VIF) y se determinó que no existe presencia de multicolinealidad.

²³⁹ El modelo multivariado obtuvo un impacto de la cantidad de potencia demandada sobre los precios adjudicados de $-0,00112$ (coeficiente que mide el impacto del incremento de la potencia de MW sobre el precio medido en cts sol por kWh). Considerando que la cantidad de potencia demandada promedio fue de $560,3645$ MW y que el precio adjudicado promedio fue de cts S/ $14,3194$ por kWh, una reducción de 100 MW de potencia demandada, que es $17,85\%$ de la demanda promedio, generaría un incremento en el precio adjudicado de cts S/ $0,112$ por kWh, que es $0,78\%$ del precio adjudicado promedio. Así, distribuyendo el incremento del precio ($0,78\%$) entre la reducción de la potencia demanda ($17,85\%$), se tiene que una reducción en la potencia demandada de $1,00\%$ podría generar un incremento en los precios adjudicados de $0,044\%$.

²⁴⁰ Chandan Mukherjee, Howard White, y Marc Wuyts (1998), *Econometrics and Data Analysis for Developing Countries*, Routledge, New York, p.213.



PERÚ

Presidencia
del Consejo de Ministros

INDECOPI

VERSIÓN PÚBLICA



Anexo 2

Proyección del Precio a Nivel Generación

20. En este anexo se detalla el procedimiento seguido para el análisis del efecto que el potencial cierre de clientes podría tener sobre los usuarios regulados. Para determinar el efecto, es necesario entender cómo se forma el precio final que pagan los usuarios regulados. Sobre el particular, la Ley 28832 establece que el Precio a Nivel Generación (en adelante, PNG) es aquel precio transferible a los usuarios regulados.
21. De acuerdo con el artículo 29 de la Ley 28832, el PNG se calcula como el promedio ponderado de los Contratos resultantes de negociaciones bilaterales, cuyo precio máximo es el Precio en Barra; y de los Contratos resultantes de licitaciones, cuyos precios serán los Precios Firmes resultantes de cada licitación. La información que esta Comisión ha accedido indica que el precio de los contratos bilaterales es el Precio en Barra, en adelante se considera como precio de los contratos bilaterales al Precio en Barra.
22. Específicamente, el PNG se calcula usando la siguiente fórmula:
- $$\text{PNG} = (a) * \text{Precio en Barra} + (1-a) * \text{Precio ponderado de las Licitaciones}$$
- Donde:
- “a” es la proporción de la potencia contratada mediante Contratos resultantes de negociaciones bilaterales.
 - “Precio en Barra” es un precio calculado por Osinergmin y es el precio máximo que pueden tener los Contratos resultantes de negociaciones bilaterales.
 - “1-a” es la proporción de la potencia contratada mediante Contratos resultantes de licitaciones.
 - “Precio ponderado de las Licitaciones” es el precio ponderado de los Precios Firmes resultantes de cada licitación.
23. Por otro lado, como se mencionó en la sección 5.1.3 de la Resolución, el posible cierre de clientes es relevante hacia el 2028 y 2030, en la medida que Luz del Sur requerirá contratar 111 MW en el 2028 y 215 MW en el 2030 ²⁴¹. Por ello, resulta importante proyectar el impacto potencial del cierre de clientes en el PNG en dicho periodo.

Factores “a” y “1-a”

24. En primer lugar, para estimar los valores de los factores “a” y “1-a” se consideran los siguientes supuestos:

²⁴¹ Como se mencionó en la sección 5.1.3 del presente pronunciamiento, actualmente, Luz del Sur tendría cubiertos todos sus requerimientos de demanda hasta el año 2027 y recién en el 2028 requeriría establecer un nuevo contrato para suministro de energía ya que la demanda de sus usuarios regulados superaría la potencia que tiene contratada.



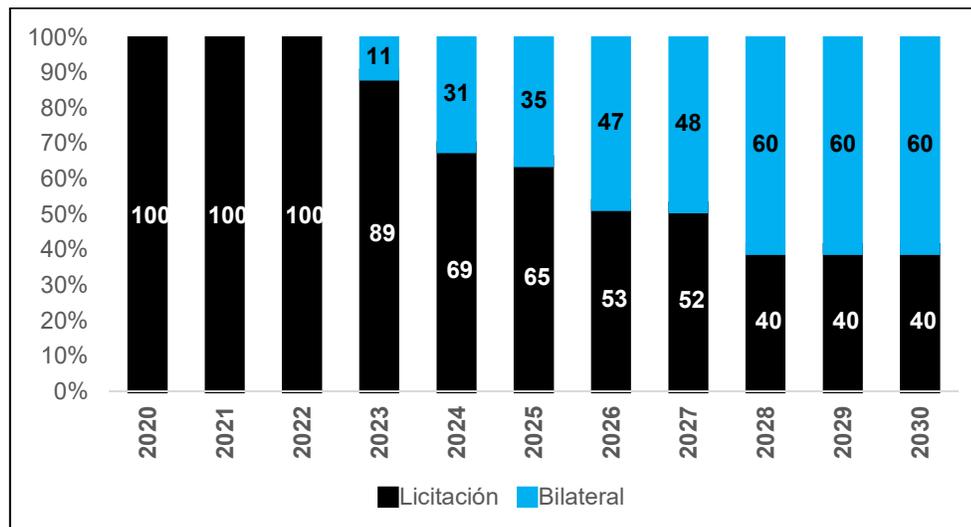
- a) La demanda de potencia para atender a los usuarios regulados crecerá a 3,5% anual entre 2019 y 2030²⁴². Por ejemplo, la demanda de potencia de Luz del Sur será de 1 103 MW en 2020 y alcanzará los 1 556 MW en 2030; de igual forma la demanda de potencia de Enel Distribución S.A.A. será de 959 MW en 2020 y alcanzará los 1 340 MW en 2030²⁴³.
 - b) Aquella demanda que ya se encuentra comprometida mediante contratos resultantes de negociaciones bilaterales (por ejemplo, la demanda contratada por el distribuidor Electro Dunas S.A.A.) se mantendrá con ese tipo de contratos entre 2020 y 2030. De igual forma, cualquier crecimiento de esta demanda, siempre se va a comprometer con contratos bilaterales.
 - c) Antes de la operación de concentración, la proporción de suministro de energía a través de contratos resultantes de negociaciones bilaterales de Luz del Sur sería el 60% del total de la demanda de sus usuarios regulados.
 - d) Se espera que luego de la operación de concentración Luz del Sur podrá comprometer sus requerimientos de nueva energía desde el 2028 mediante contratos resultantes de negociaciones bilaterales con las generadoras vinculadas producto de la operación de concentración. En caso de que la operación no se hubiese llevado a cabo, Luz del Sur habría comprometido estos requerimientos a través de un proceso de licitación en la medida que no tendría suficiente capacidad de generación vinculada.
 - e) Para el periodo de 2021 al 2027 la potencia requerida de los demás distribuidores que se queden sin contratos, producto del vencimiento de las licitaciones realizada en años anteriores, va a contratarse nuevamente mediante licitaciones.
25. Respecto al supuesto c), la composición del suministro de energía de Luz del Sur cambiaría de contratos que provienen de licitaciones de energía exclusivamente en el 2019 a contratos que provienen de negociaciones bilaterales en el 2030. Como se muestra en el siguiente gráfico, el suministro de Luz del Sur hasta el 2023 provendrá exclusivamente de contratos firmados en licitaciones, posteriormente la proporción de suministro de energía de contratos bilaterales crecerá hasta ser la fuente de provisionamiento más importante en el año 2030 alcanzando el 60% del total con 803 MW.

²⁴² Como se mencionó en la sección 5.1.3 del presente pronunciamiento, se ha considerado una tasa de crecimiento de 3,5% en la medida que fue la que Luz del Sur usó para la proyección de sus requerimientos de demanda en el informe de sustento en el marco de la negociación de las adendas de sus contratos de suministro resultante de licitaciones en el año 2018.

De igual forma, este valor se encuentra en un punto medio entre el escenario pesimista (3,25%) y base (4,2%) de crecimiento de la demanda considerado por el COES en su Informe COES/DP-01-2018 "Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2019 - 2028".

²⁴³ Para el caso de los distribuidores Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Oriente S.A., Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A., Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronoroeste S.A., Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A y la Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electro--Norte Medio S.A. se han utilizado los valores de demanda que declararon en la proyección de sus requerimientos de demanda en los informes de sustento en el marco de la negociación de las adendas de sus contratos de suministro resultante de licitaciones en el año 2018.

Gráfico 1
Compromisos de ventas de energía con Luz del Sur para atender a usuarios regulados y demanda de usuarios regulados, 2020-2030



Fuente: Escrito 2 del 16 de diciembre de 2019
 Elaboración: Comisión de Defensa de la Libre Competencia

26. Así considerando todos los supuestos anteriores, al 2020 el valor de “a”, es decir la proporción de la potencia comprometida mediante contratos resultantes de negociaciones bilaterales es de 3% mientras que para el 2030 sería 21,34% antes de la operación de concentración, y de 25,84% con la operación de concentración.

Precio en Barra y Precio ponderado de las Licitaciones

27. El Precio en Barra es el precio de la generación en cada barra de entrega. De acuerdo con la LCE, para la estimación del Precio en Barra, el Osinergmin deberá estimar un Precio en Barra Teórico que es una combinación de un Precio Básico de la Energía y un Precio Básico de la Potencia para los siguientes 24 meses²⁴⁴. En tal sentido, este Precio en Barra Teórico²⁴⁵ es una aproximación al precio de la generación de corto plazo y estaría fuertemente influenciada por cambios de corto plazo en el sistema.

²⁴⁴ En el cálculo del Precio Básico de Energía, Osinergmin considera las proyecciones de demanda y de obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en dicho periodo; además determina un programa de operación eficiente y calcula los Costos Marginales de Corto Plazo esperados de energía del sistema. Por otro lado, para el cálculo del Precio Básico de Potencia, Osinergmin determina el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico y calcula la anualidad de la inversión de dicha unidad.

²⁴⁵ El Precio en Barra Teórico es una combinación del Precio Básico de Potencia (PBP), el Precio Básico de Energía en hora punta (PBEHP) y el Precio Básico de Energía fuera de punta (PBEFP). Para calcular el Precio en Barra se utiliza la siguiente fórmula:

$$\text{Precio en Barra} = \text{PBP} / (7,2 * 0,8) + \text{PBEHP} * (0,2) + \text{PBEFP} * (0,8)$$



28. Sin embargo, de acuerdo con la Ley 28832, el Precio en Barra no puede diferir en más del 10% del Precio ponderado de las Licitaciones, y en caso esto pase, se tendrá que aplicar un factor de ajuste al Precio en Barra Teórico para que el Precio en Barra se encuentre dentro de dicho rango²⁴⁶.
29. Al respecto, entre 2011 y 2019, siempre se ha aplicado un factor de ajuste al Precio en Barra Teórico para que se encuentre dentro del rango del 10% del Precio ponderado de las Licitaciones. Este factor ha ido de 1,1578 en 2011 hasta 1,7503 en 2019 teniendo como máximo un valor de 1,9332 en el año 2016. Por otro lado, entre 2007 y 2010 no fue necesario aplicar un factor de ajuste; en estos años el Precio en Barra Teórico fue igual al Precio ponderado de las Licitaciones en el año 2007 y llegó a ubicarse 8% por debajo del Precio ponderado de las Licitaciones en el 2010.
30. Comparando el precio ponderado²⁴⁷ de las Licitaciones y el Precio en Barra se tiene que entre enero de 2014²⁴⁸ y diciembre 2019, la diferencia entre estos precios fue de 10,2% en promedio, con un valor mínimo de 0,8% y máximo de 16,8%²⁴⁹.
31. En la medida que la Ley 28832 establece que la diferencia entre el Precio en Barra y el Precio ponderado de las Licitaciones no puede ser mayor del 10%, resulta relevante proyectar la diferencia de precios, en particular si la diferencia es de 10% o menor y así evaluar los efectos sobre el PNG de la restricción vertical bajo análisis.

²⁴⁶ En caso de que el Precio en Barra Teórico difiera en más del 10% del Precio ponderado de las Licitaciones se aplicará un factor de ajuste para que se encuentre en este rango. Así, el Precio en Barra será el Precio en Barra Teórico si no se encuentra fuera del rango del 10% y será el Precio en Barra Teórico con el factor de ajuste en caso se diferencien en más del 10%.

²⁴⁷ El Precio ponderado de las Licitaciones está formado por un precio para la potencia (PP), un precio de la energía en hora punta (PEHP) y un precio de la energía fuera de punta (PEFP). Para calcular el precio ponderado se utiliza la siguiente fórmula:

$$\text{Precio ponderado} = PP / (7,2 * 0,8) + PEHP * (0,2) + PEFP * (0,8)$$

²⁴⁸ Se considera este año ya que en diciembre de 2013 vencieron los contratos que fueron firmados en el marco de la cuarta disposición complementaria transitoria de la Ley 28832 y que correspondían a contratos de entre 2 y 4 años. A partir del 2014 toda la energía contratada para el suministro de usuarios regulados provenía de licitaciones de largo plazo.

²⁴⁹ Aunque el factor de ajuste busca que el Precio ponderado de las Licitaciones y Precio en Barra no difieran en más del 10% entre ellos, se debe tener en cuenta que este factor se determina durante el proceso de fijación del Precio en Barra considerando la información rezagada. Al respecto, el proceso de fijación del Precio en Barra para el periodo mayo 2019 – mayo 2020, se inició en noviembre del 2018 y las estimaciones del Precio Básico de la Energía y un Precio Básico de la Potencia consideraron la información vigente a esa fecha, posteriormente, para determinar el factor de ajuste se compararon estos con el precio ponderado de las Licitaciones vigentes a marzo de 2019.

Así, luego de la fijación del Precio en Barra, puede observarse una diferencia entre este precio y el precio ponderado de las Licitaciones mayor o menos al 10% si es que los precios de las Licitaciones sufren un cambio significativo por efecto de sus factores de actualización, que recogen cambios del Tipo de Cambio y el Precio de una serie de combustibles.



32. Para el periodo 2021 a 2030 la Diferencia de Precios puede ser de 10% como lo señaló CYPI²⁵⁰, si los Precios en Barra y el Precio ponderado de las Licitaciones siguen la tendencia observada en los últimos años.
33. Adicionalmente, también se considera como otro escenario que la Diferencia de Precios puede ser menor a 10%, tomando en cuenta que se realizarán procesos de licitación de energía que reflejarán los costos de generación del sistema de manera similar que los Precios en Barra, lo que reducirá la diferencia entre ambos precios, como lo refirió CYPI²⁵¹.

Incremento en el PNG

34. Como se mencionó en la Resolución, a partir de la evaluación de la relación entre la demanda solicitada en los procesos de licitación y los precios adjudicados, que se detalla en el anexo 1, se estima que el impacto de una reducción en 1% en la potencia demandada en un procedimiento de licitación podría incrementar los precios promedios adjudicados entre 0,044% y 1,73%.
35. Para los años 2028, 2029 y 2030 Luz del Sur requeriría establecer nuevos contratos, para atender al mercado regulado, de 111, 51 y 53 MW de potencia²⁵², respectivamente, mientras que los demás distribuidores requerirían establecer nuevos contratos para suministrar 318, 161 y 95 MW de potencia²⁵³ en esos años. En tal sentido, los requerimientos de Luz del Sur representarían el 25,9%, 24,0% y 35,7% de los requerimientos de todos los distribuidores para los años 2028, 2029 y 2030.
36. El efecto sobre el PNG dependerá del incremento de los precios de las licitaciones por la menor demanda de energía y de la Diferencia de Precios. De manera que, considerando el menor impacto en los precios, es decir 0,044%, la contratación de los requerimientos de energía de Luz del Sur con su generación vinculada generaría un incremento en los precios de las licitaciones resultantes de 1,13% para el 2028, 1,05% para el 2029 y 1,55% para el 2030²⁵⁴.

²⁵⁰ CYPI en su escrito del 09 de marzo de 2020 menciona que los precios promedios de las licitaciones realizadas siempre se han ubicado por encima del Precio en Barra vigente. CYPI, en su escrito del 28 de febrero de 2020, menciona que se espera que los precios de las licitaciones sean mayores que el Precio en Barra. En la medida que el Precio en Barra se incremente por aumento del costo marginal del sistema, esto impactaría en los precios de las licitaciones debido a la incertidumbre sobre el costo de la energía en el largo plazo.

²⁵¹ CYPI en su escrito del 09 de marzo de 2020 menciona que las proyecciones hechas por Macroconsult para el periodo 2025- 2030 mostrarían que el precio de las licitaciones, el Precio en Barra y el PNG convergerían a un nivel similar. Es decir, se considera que el diferencial entre el Precio en Barra y el precio de las licitaciones podría ser menor al 10%, e incluso llegar a ser 0%.

²⁵² Como se mencionó en la sección 5.1.3 del presente pronunciamiento, estos requerimientos corresponden a los requerimientos adicionales que Luz del Sur realizaría cada año.

²⁵³ De igual forma que con Luz del Sur, estos requerimientos corresponden a los requerimientos adicionales de los demás distribuidores que se abastecen mediante licitaciones: Aquellos distribuidores que ya se abastecían mediante contratos bilaterales lo seguirán haciendo mediante esa modalidad.

²⁵⁴ Que resultan de multiplicar 0,044% por 25,9, 24,0 y 35,7.



37. Sin embargo, estos procesos de licitación solo representarían el 16,22% de toda la potencia contratada mediante licitaciones, con lo que el impacto final en el Precio ponderado de las Licitaciones sería de 0,11%, 0,15% y 0,19% en 2028, 2029 y 2030²⁵⁵.
38. Por otro lado, si se considera un impacto en los precios de las licitaciones de 0,110%, que es un poco más del doble del mínimo valor, la contratación de los requerimientos de energía de Luz del Sur con su generación vinculada generaría un incremento en los precios de las licitaciones resultantes de 2,85% para el 2028, 2,64% para el 2029 y 3,92% para el 2030²⁵⁶; así, el impacto final en el Precio ponderado de las Licitaciones sería de 0,27%, 0,38% y 0,48% en 2028, 2029 y 2030²⁵⁷.
39. Por otro lado, con una Diferencia de Precios de 10%, el efecto de la operación de concentración en el PNG dependerá del impacto de la menor energía demandada en los precios de las licitaciones. Sin embargo, si la Diferencia de Precios es menor al 3%, la contratación de los requerimientos de potencia de Luz del Sur con su generación vinculada a través de contratos resultantes de negociaciones bilaterales, producto de la operación de concentración, generaría un efecto negativo en los usuarios regulados, incrementando el PNG en hasta 0,11%²⁵⁸ como se observa en el cuadro 13 de la presente Resolución.

²⁵⁵ Si consideramos que al 2028 existirían 3 384 MW de potencia contratada mediante licitaciones, los 318 MW que se verían afectados por el mayor precio derivado de la operación de concentración representarían el 9,40% de la potencia de ese año. Si todas las licitaciones hasta el 2027 tienen un precio normalizado a 100, la licitación afectada tendría un precio de 101,13. Así, el Precio ponderado de las Licitaciones del 2028 sería $100,11 (100 * 90,60\% + 101,13 * 9,40\% = 100,11)$ que representaría un incremento de 0,11%.

Para el 2029 existirían 3 538 MW de potencia contratada mediante licitaciones, los 318 MW del 2028 y 161 MW del 2019 que se verían afectados por el mayor precio derivado de la operación de concentración representarían el 8,99% y 4,55% de la potencia de ese año. Si todas las licitaciones hasta el 2027 tienen un precio normalizado a 100, la licitación afectada del 2028 tendría un precio de 101,13 y del 2029 de 101,05. Así, el Precio ponderado de las Licitaciones del 2029 sería $100,15 (100 * 86,46\% + 101,13 * 8,99\% + 101,05 * 4,55\% = 100,15)$ que representaría un incremento de 0,15%.

²⁵⁶ Que resultan de multiplicar 0,11% por 25,9, 24,0 y 35,7.

²⁵⁷ Como en el ejemplo anterior, si consideramos que al 2028 existirían 3 384 MW de potencia contratada mediante licitaciones, los 318 MW que se verían afectados por el mayor precio derivado de la operación de concentración representarían el 9,40% de la potencia de ese año. Si todas las licitaciones hasta el 2027 tienen un precio normalizado a 100, la licitación afectada tendría un precio de 102,85. Así, el Precio ponderado de las Licitaciones del 2028 sería $100,27 (100 * 90,60\% + 102,85 * 9,40\% = 100,27)$ que representaría un incremento de solo 0,27%.

Para el 2029 existirían 3 538 MW de potencia contratada mediante licitaciones, los 318 MW del 2028 y 161 MW del 2019 que se verían afectados por el mayor precio derivado de la operación de concentración representarían el 8,99% y 4,55% de la potencia de ese año. Si todas las licitaciones hasta el 2027 tienen un precio normalizado a 100, la licitación afectada del 2028 tendría un precio de 102,85 y del 2029 de 102,64. Así, el Precio ponderado de las Licitaciones del 2029 sería $100,38 (100 * 86,46\% + 102,85 * 8,99\% + 102,64 * 4,55\% = 100,368)$ que representaría un incremento de solo 0,38%.

²⁵⁸ Por ejemplo, el impacto para el año 2028 se calcularía como sigue. Como se ha mencionado, el impacto de la menor potencia demandada en los procesos de licitación en el 2028 generaría un incremento del Precio ponderado de las Licitaciones en 0,11%. Con un Precio ponderado de las Licitaciones normalizado a 100 en el 2027, el precio subiría a 100,11 en el 2028 debido a la operación de concentración y se mantendría en 100 si la operación no se hubiese llevado a cabo. Dado que el Precio en Barra sería igual que el Precio ponderado de las Licitaciones, el Precio en Barra del 2028 sería de 100,11, con la operación de concentración y de 100 sin la operación. El factor "a" sin la operación de concentración sería 22,32% y con la operación de concentración sería 24,79%.



40. Adicionalmente, si se considera que la reducción de la demanda en las licitaciones de energía genera un incremento en el precio de 0,110%, que es un valor por debajo del promedio del rango de impactos mencionados en el Anexo 1, la operación de concentración generaría un efecto positivo en el PNG de hasta 0,27%²⁵⁹ si el Diferencial de Precios es de 0%.



Así, al 2028 el PNG sin la operación de concentración sería de 100,00 ($100 * 0,2232 + 100 * [1 - 0,2232] = 100,00$) y el PNG del 2028 con la operación de concentración sería de 100,11 ($100,11 * 0,2479 + 100,11 * [1 - 0,2479] = 100,11$).

En tal sentido, la operación de concentración aumentaría el PNG en 0,11% ($100,11 / 100,00 - 1 = 0,0011$).

²⁵⁹ Por ejemplo, el impacto para el año 2028 se calcularía como sigue. El impacto de la menor potencia demandada en los procesos de licitación en el 2028 generaría un incremento del Precio ponderado de las Licitaciones en 0,27%; así el precio subiría a 100,27 en el 2028 debido a la operación de concentración y se mantendría en 100 si la operación no se hubiese llevado a cabo. Dado que el Precio en Barra sería igual que el Precio ponderado de las Licitaciones, el Precio en Barra del 2028 sería de 100,27, con la operación de concentración y de 100 sin la operación. El factor "a" sin la operación de concentración sería 22,32% y con la operación de concentración sería 24,79%.

Así, al 2028 el PNG sin la operación de concentración sería de 100,00 ($100 * 0,2232 + 100 * [1 - 0,2232] = 100,00$) y el PNG del 2028 con la operación de concentración sería de 100,27 ($100,27 * 0,2479 + 100,27 * [1 - 0,2479] = 100,27$).

En tal sentido, la operación de concentración aumentaría el PNG en 0,27% ($100,27 / 100,00 - 1 = 0,0027$).