

Fernando González Vigil (Editor)

31

DOCUMENTO
DE INVESTIGACIÓN

Economía aplicada

Ensayos de investigación económica 2024

Karen Maribil Arteaga Bustamante
Joaquín Gonzalo Benito García
Valeria Yuclin Chang Yi
Diego Alejandro Meza Menchola
Giuliano Roberto Morales Moreyra
María Gracia Del Carmen Pacheco Paredes
Samantha Gianella Picoy Cotrina
Kevin Omar Risco Sandoval

Con la colaboración de:
Karina Angeles Mendoza

Fondo
Editorial



UNIVERSIDAD
DEL PACÍFICO

Economía aplicada

Ensayos de investigación económica 2024

Karen Maribil Arteaga Bustamante
Joaquín Gonzalo Benito García
Valeria Yuclin Chang Yi
Diego Alejandro Meza Menchola
Giuliano Roberto Morales Moreyra
María Gracia Del Carmen Pacheco Paredes
Samantha Gianella Picoy Cotrina
Kevin Omar Risco Sandoval

Con la colaboración de:
Karina Angeles Mendoza

Efecto de las compras chinas sobre el precio de la generación eléctrica¹²

Valeria Yuclin Chang Yi
Diego Alejandro Meza Menchola

Introducción

El sector eléctrico peruano ha experimentado una transformación significativa desde la década de 1990, cuando se implementaron reformas de liberalización económica que reconfiguraron su estructura y separaron la cadena de valor en mercados independientes. (Súmar & Jaramillo, 2022). Recientemente, dos grandes adquisiciones en el sector eléctrico peruano, la de Luz del Sur (LdS) por parte de China Three Gorges (CTG) en el año 2020 y la de Enel Distribución por parte de China Southern Power Grid (CSG) International en 2024, han generado cuestionamientos sobre sus posibles implicancias en la dinámica competitiva del mercado eléctrico, particularmente respecto al riesgo de concentración y sus efectos sobre la libre competencia. Ambas empresas adquirientes se encuentran bajo la State-owned Assets Supervision and Administration Commission of the State Council (Sasac), una entidad de rango ministerial del Gobierno chino. Y dado que ambas empresas adquiridas son las únicas que distribuyen energía eléctrica en Lima, surge la cuestión de un posible monopolio en manos de capital estatal extranjero.

La Comisión de Defensa de la Libre Competencia (CLC) del Indecopi evaluó el impacto potencial de dichas transacciones, aprobándolas con la imposición de ciertas condiciones específicas, aplicables hasta el año 2030. No

¹² Este ensayo es una versión resumida y editada del Trabajo de Investigación Económica que, con el mismo título, fue concluido y aprobado en noviembre de 2024. Los autores agradecemos al profesor José Luis Bonifaz por su invaluable asesoría durante todo el proceso de elaboración de la investigación. También agradecemos los comentarios de nuestros jurados, los profesores Juan Guillermo Lazo y Silvana Huanqui.

obstante, la ausencia de un estudio de los efectos estructurales de este tipo de operaciones limita la comprensión de sus efectos a mediano y largo plazo y, por ende, la implementación de medidas que mitiguen riesgos en estos horizontes temporales. Por ello, la presente investigación plantea un modelo económico que representa, a mediano y largo plazo, cómo distintos escenarios de poder de mercado impactan en el precio de la generación de energía.

En ese sentido, considerando la estructura oligopólica del mercado eléctrico peruano, elaboramos un modelo de Cournot proyectado a 10 años, el cual se basa en trabajos previos de Stoft (2002), Molina *et al.* (2011), Arellano (2003) y Ríos (2021), adaptándolos para incluir la contratación bilateral (es decir, cuando las distribuidoras contratan directamente con los generadores) y otras estrategias de poder de mercado. Nuestro análisis considerará aspectos clave como la evolución de la demanda, la estructura de las funciones de costos marginales, y funciones de reacción de las empresas. Además, se evalúan dos escenarios: uno con licitaciones funcionales y sin coordinación entre las firmas chinas, y otro donde estas actúan colusoriamente.

Nuestra hipótesis plantea que, debido a los fuertes incentivos a coludir, el precio de la energía aumentará en el mediano a largo plazo. Para verificarla, elaboramos un modelo microeconómico del mercado eléctrico inspirado en estudios especializados consultados, cuyos resultados discutimos al final de este trabajo.

1. Revisión de literatura

1.1 El sector eléctrico peruano y su funcionamiento

El sistema eléctrico peruano, rediseñado por la Ley de Concesiones Eléctricas en 1992, supuso la desintegración vertical de la cadena productiva para incentivar la competencia, la inversión privada y el abandono del control de precios (Dammert, Molinelli, & Carbajal, 2011). Así, cada etapa de la cadena productiva (generación, transmisión y distribución) empezó a contar con su propio mercado.

La cadena productiva de electricidad comienza en el mercado de generación eléctrica, donde participan las empresas encargadas de transformar mecánicamente una fuente de energía en electricidad (Dammert *et al.*, 2011). En el Perú, las dos principales fuentes de energía son las hidráulicas y termoeléctricas, que representan alrededor del 95% de la producción eléctrica (COES, 2024). Seguidamente, las empresas del sistema de transmisión se encargan de transportar la energía eléctrica desde los centros de generación hasta los

centros de distribución para el consumo de electricidad, mediante redes de alta y muy alta tensión, subestaciones y otros equipos asociados (Contreras & Pozo, 2009). Finalmente, el sistema de distribución es el que se encarga de llevar la energía hacia los usuarios finales, quienes son regulados cuando su demanda anual es menor de 200 kW, o libres cuando su demanda anual supera los 2500 kW (Dammert *et al.*, 2011).

En el Perú, el sistema eléctrico es regulado por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) y operado por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), cuya función principal es la coordinación de la oferta y demanda de energía. Por tanto, las generadoras no pueden decidir libremente cuándo producirán energía, sino que serán llamadas a producir por el COES por orden de mérito, comenzando por la que tenga el menor costo marginal hasta que se cubra la demanda en cada período (Dammert *et al.*, 2011).

Por ello, existen distintos precios dentro del mercado de electricidad. En principio, el precio *spot* corresponde al costo marginal declarado de la última generadora que despacha energía al sistema. A este precio se transa la energía del mercado de corto plazo, y sirve como punto de referencia de las condiciones en tiempo real de la oferta y demanda (Dammert *et al.*, 2011). Por otra parte, la compra de energía por contrato se puede realizar mediante subastas o licitaciones, cuyo precio resultante se conoce como precio firme; o mediante contratos bilaterales que fijan el precio libre. Por último, se encuentra el precio en barra; el cual es el precio administrativo fijado por Osinergmin cada año, valorizando los consumos esporádicos de energía mayores de los pactados en las licitaciones de largo plazo, y está conformado por el precio básico de energía y el precio básico de potencia (Ruiz, 2022). De ese modo, el precio a nivel generación (PNG) es calculado como un promedio ponderado de los precios en barra y los precios firmes (Osinergmin, 2016).

Cabe mencionar que el precio básico de energía se verá afectado por distintas variables exógenas, como el precio de los combustibles, cortes de suministro de gas natural episódicos o programados que afectan principalmente a las centrales térmicas, o factores climatológicos que influyen en la operación de las centrales hidroeléctricas y de recursos energéticos renovables (RER) (Ruiz, 2022; Baca, 2021). Por ejemplo, fenómenos de sequía impiden que las centrales hidroeléctricas puedan producir a su máxima capacidad, obligando a las centrales térmicas a cubrir mayor parte de la demanda. Así, dado que estas últimas tienen mayores costos variables y a resultados del mecanismo de despacho del COES, el precio tenderá a incrementarse.

Por el lado de la distribución, la tarifa para el mercado es conocida como VAD (valor agregado de distribución), la cual considera los costos asociados al usuario, las pérdidas de energía estándar y los costos de inversión y mantenimiento (Dammert *et al.*, 2011). En este sentido, la tarifa para el cliente final se calcula como:

$$\sim 46\% * PNG + \sim 14\% * \text{Peajes de Transmisión} + \sim 41\% * VAD$$

Los usuarios regulados tienen que acatar la tarifa fijada por Osinergmin y solo pueden recibir energía de la distribuidora asignada a su zona geográfica (Dammert *et al.*, 2011).

1.2 Contextualización de la problemática

Como se ha mencionado anteriormente, dos transacciones de adquisición generaron preocupación en el mercado por sus implicancias en la competencia. La primera de ellas fue la venta de Luz del Sur (LdS), una de las principales distribuidoras eléctricas en el Perú, cuya zona de concesión abarca 65 distritos de Lima, Cañete y Huarochirí, y atiende a más de 1,3 millones de clientes (Luz del Sur, 2024). También participa en el mercado de generación eléctrica a través de su subsidiaria Inland Energy.

Desde el año 2020, LdS pertenece a China Three Gorges (CTG), una corporación estatal china que destaca a nivel mundial en el ámbito de la energía hidroeléctrica, solar y eólica (*Gestión*, 2019). Esta posee, además, algunas de las principales empresas generadoras de electricidad en el Perú, incluyendo Hydro Global Perú y Empresa de Generación Huallaga, la cual opera la segunda hidroeléctrica más grande del país. Al año 2023, CTG tiene un portafolio de futuros proyectos de generación eléctrica que ascienden a más de US\$ 1000 millones (Cóndor, 2023).

La otra transacción que motivó la presente investigación corresponde a la venta de Enel Distribución, luego renombrada Pluz Energía Perú, la cual formaba parte del Grupo Enel. Aquella es la encargada de distribuir electricidad a la zona norte de Lima Metropolitana, el Callao, Huaura, Huaral, Barranca y Oyón (Enel Distribución Perú S. A. A., 2024). En febrero de 2024, tras casi un año de evaluación por parte de la CLC de Indecopi, se aprobó su venta a la empresa estatal China Southern Power Grid International (CSGI), una subsidiaria de China Southern Power Grid (*Gestión*, 2024). En el momento de la transacción, la empresa no contaba con presencia en otro mercado de la cadena productiva eléctrica en el Perú.

Estas dos transacciones tienen en común un punto interesante: ambos compradores pertenecen al Gobierno chino. Resulta entonces relevante entender cómo funciona la economía china y la estructura de sus empresas estatales (*stated owned enterprises* o SOE, por sus siglas en inglés). Antes de 1978, la economía de China funcionaba bajo un sistema de planificación central; es decir, cada SOE era una unidad productiva que respondía a los planes establecidos por el Gobierno central o local (Lin *et al.*, 2020). Una característica importante en este sistema era que tanto la operación como las decisiones y los derechos de propiedad estaban bajo el Gobierno chino (Lin *et al.*, 2020). Y era un sistema que presentaba muy pocos incentivos para mejorar la eficiencia, por lo que eventualmente tuvo que ser reformado (Lin *et al.*, 2020).

Por ello, se diseñó un nuevo sistema que separa propiedad y administración. Mientras que el propietario de las SOE sigue siendo el Gobierno, ahora se brinda más autonomía a los gestores del negocio. Luego, hacia 2003, el Gobierno chino creó la State-owned Assets Supervision and Administration Commission (Sasac), una institución de rango ministerial a la que se transfirió la responsabilidad de supervisar y administrar a las SOE (Chen, 2017). Es decir, por analogía con una estructura corporativa convencional, Sasac sería como el accionista principal en tanto que representante del dueño de las SOE (Ramos, 2023).

Entonces, si bien la administración de CTG y CSGI son diferentes, la propiedad corresponde a la misma entidad. Esto genera preocupaciones de competencia tanto horizontal como vertical: Sasac consolida un monopolio en la distribución de energía en Lima e integra verticalmente el mercado a través de los activos de generación controlados por CTG.

Profundizando en esta premisa, en la región de Lima Metropolitana, solo LdS y Enel Distribución brindan electricidad a usuarios regulados, cada una con el 47% y el 53% del mercado, respectivamente. Entre ambas concentran más del 57% del mercado de electricidad regulado del país (Espinoza, 2023). Asimismo, en el sector generación, la integración horizontal se refleja en la participación conjunta de las empresas de CTG, que actualmente representan el 4,1% de la potencia efectiva instalada, porcentaje que puede incrementarse hasta el 14,2% hacia 2030, debido a proyectos de centrales en desarrollo (COES, 2024).

En la resolución emitida por la CLC referente a la evaluación de la transacción (014-2024/CLC-Indecopi), se identifican posibles daños a seis mercados. Entre ellos, se destaca el mercado relevante para esta investigación: el de contratos entre empresas de generación y distribución para el suministro

de electricidad a usuarios regulados. En este, LdS y Enel Distribución son las que contratan energía, mientras que Generación Huallaga, Hydro Global e Inland Energy son las que generan energía (Indecopi, 2024).

Bonifaz (2023) resaltó dos puntos importantes que podrían perjudicar a la competencia en el mercado relevante. Primero, la contratación de energía para usuarios regulados, en el área de concesión respectiva, preocupa porque las distribuidoras del grupo adquiriente podrían privilegiar la contratación de sus generadoras y asignarles toda su demanda a través de contratos bilaterales, potencialmente a precios más altos que los del mercado, y en perjuicio de las demás generadoras (Bonifaz, 2023; Indecopi, 2024). Similarmente, aún con la exigencia de licitaciones, debido al posible acceso a información privilegiada, podría ocurrir que solo las empresas del grupo participen en el proceso; lo que, nuevamente, restringe la competencia efectiva y eleva los precios (Bonifaz, 2023). Estos posibles escenarios influirían en el costo final de la tarifa para los usuarios regulados, pues solo tienen una alternativa de suministro de energía.

Ante esta situación, Indecopi decidió aprobar la transacción de Enel Distribución bajo ciertos requisitos aplicables hasta el año 2030. Cuando la compañía se quiera abastecer de energía de las empresas generadoras del grupo adquiriente, deberá hacerlo únicamente mediante licitaciones públicas y supervisadas por Osinergmin. En estas, todos los postores deberán presentar anónimamente sus ofertas, y ganará el que ofrezca el precio más bajo (Sattler, Monge, & Velarde, 2024; Alonso, 2024). Esto busca evitar alguna colusión en beneficio de las empresas del mismo grupo.

El cumplimiento de ese requisito será particularmente importante para las dinámicas del mercado eléctrico en los próximos años, ya que los contratos de distribución actuales de Enel Distribución vencen en 2026, y los de LsS en 2028. Así, se proyecta que, entre 2026 y 2030, ambas empresas representarán entre el 24% y el 75% de los requerimientos de energía para usuarios regulados (Indecopi, 2024).

1.3 Estructura y modelamiento del sector eléctrico peruano

El mercado de generación eléctrica peruano, si bien es potencialmente competitivo porque las economías de escala se agotan rápidamente y existe libre entrada regulada por el Ministerio de Energía y Minas (Minem), presenta un comportamiento oligopólico (Dammert *et al.*, 2011; Ruiz, 2022). Según datos del COES (2024), el índice de concentración de mercado (C_4) muestra que las cuatro principales generadoras (Kallpa, Enel, Engie y Electroperú) concentran el 52,14% de la oferta total.

Por otro lado, tanto el mercado de transmisión como el de distribución de energía tienen características de monopolio natural, debido a los altos costos de infraestructura y bajos costos marginales; lo que genera un gran potencial para economías de escala (Dammert *et al.*, 2011). Por tanto, dados los altos costos de producción, resulta más eficiente que produzca solo una empresa por zona.

En la literatura, existen dos grandes tipos de modelos utilizados para el mercado eléctrico: el equilibrio de Cournot y el equilibrio de curvas de oferta (*supply function equilibrium* – SFE) (Ji & Yépez-García, 2017). Aunque los SFE modelan mejor la realidad, son muy difíciles de computar matemáticamente; por lo que la mayor cantidad de literatura académica utiliza los modelos de Cournot (Ji & Yépez-García, 2017). Cabe mencionar que, dado que los precios en este mercado están regulados por las autoridades del sector eléctrico, las empresas no compiten directamente en precios. En este contexto, el principal mecanismo de ejercicio de poder de mercado es la retención de producción, lo que hace que el modelo de Cournot sea más adecuado que el de Bertrand para analizar el comportamiento de este mercado (Salarkheili, Akbari Foroud, & Keypour, 2011).

Borenstein, Bushnell y Wolack (2000) evaluaron el poder de mercado de las empresas generadoras en el mercado de electricidad de California utilizando simulaciones basadas en Cournot. Mediante iteraciones, los generadores ajustan sus producciones al nivel óptimo dada la producción fija del resto de competidores. Por su lado, Molina *et al.* (2011) utilizan un modelo de Cournot aplicado al sistema eléctrico chileno con contratos bilaterales, similar al peruano, para encontrar los precios en un mercado con abundante generación hidroeléctrica.

Arellano (2003) también enfoca al mercado eléctrico chileno para modelar el comportamiento estratégico de generadoras con poder de mercado. Y encuentra que la mayor generadora del mercado puede manipular sus recursos hídricos para ofrecer menos energía en momentos de alta demanda y más en períodos de baja demanda, aprovechando las diferencias de elasticidad precio para ejercer su poder en tal mercado.

2. Marco analítico y metodología

2.1 Justificación

Dado que el propósito de la presente investigación es hallar el impacto en el precio de energía eléctrica si se da una colusión entre las empresas del grupo económico chino, elaboramos un modelo que refleje dos puntos principales:

(i) las decisiones óptimas de una empresa en un mercado oligopólico y frente a un escenario de integración vertical; y (ii) las características principales del mercado eléctrico peruano. Es importante señalar que el objetivo no es determinar un valor preciso del precio proyectado, sino analizar la diferencia de precios en escenarios con y sin colusión, considerando distintos escenarios de sensibilidad para las variables establecidas.

Los mercados que entran en nuestro análisis son los de generación y distribución eléctrica. Por el lado de generación, a la luz de la literatura consultada, decidimos que el mejor modelo para dicho lado es el equilibrio de Cournot. En cuanto a la distribución, en un escenario de integración vertical, como la tarifa del usuario final es una función positiva del precio de generación, se van a generar incentivos para que este precio sea más alto. Por tanto, hacemos el supuesto de que el precio de distribución aumentará en la misma magnitud que el precio de generación¹³. Entonces, la labor analítica central reside en la construcción del modelo de Cournot para el mercado de generación eléctrica.

Nuestro modelo se basa en Stoft (2002), Arellano (2003), Molina *et al.* (2011) y Ríos (2021). El primero nos sirve para sentar las bases económicas y supuestos relevantes en un mercado de energía. Y en los otros tres estudios nos guiamos para la elaboración de la metodología, en cuanto a la forma de realizar el juego repetido y la construcción base de las funciones de demanda y oferta.

2.2 Metodología

Supuestos generales del modelo

Dado que buscamos evaluar un comportamiento futuro, utilizamos un modelo de Cournot simulado para un horizonte de proyección de 10 años. Este horizonte temporal considera los años en los que se eleva la demanda de contratación de energía de Enel Distribución y Luz del Sur (2026-2030). Por otro lado, se toma el precio de generación como el precio *spot*. Además, el modelo asume que las empresas eligen el nivel de producción que maximiza sus beneficios.

Entre otras consideraciones técnicas, el modelo considera las pérdidas de transmisión dentro de la proyección de demanda del COES. Y es desarrollado a nivel nacional, considerando el conjunto de generadoras del país, dado que las decisiones de producción se adoptan independientemente de la ubicación geográfica de las plantas.

¹³ Este supuesto se sostiene bajo el concepto de «*ceteris paribus*», que implica mantener todo lo demás constante, lo cual, para este caso, implica mantener las tarifas de transmisión y VAD constantes

Oferta y demanda de energía

La demanda eléctrica está compuesta por dos partes: demanda vegetativa, asociada al consumo cotidiano, y demanda de grandes proyectos, referente al consumo de energía en nuevas instalaciones o proyectos de gran magnitud (Dammert *et al.*, 2011). Su estudio y proyección es hecha por el COES en el Plan de Transmisión. Para ello, elabora un modelo econométrico de cointegración utilizando datos desde 1981 hasta 2022 para encontrar determinantes de largo plazo de las ventas vegetativas de electricidad. Así, incluye como variables explicativas al PBI real, la tarifa promedio anual de electricidad, número de habitantes, entre otros coeficientes y rezagos. Entre los resultados, se encontró un coeficiente de $-0,08$ para la variable de tarifa eléctrica: si la tarifa de electricidad aumenta en un 10%, la demanda vegetativa solo cae en un 0,8%. Como tal, podemos clasificarla como una demanda inelástica.

Dado que la demanda vegetativa de electricidad es relativamente inelástica respecto a las tarifas, nuestro modelo adopta la demanda oficial proyectada por el COES. No se modelará una demanda dependiente del precio en esta ocasión para simplificar el análisis.

Por otro lado, para modelar la oferta de energía, se parte distinguiendo entre los tipos de participantes. Siguiendo a Arellano (2003), las empresas generadoras pueden clasificarse en dos grupos: *price-setters* (PS) y *price-takers* (PT). Aquellas cuya participación de mercado supera un determinado umbral se consideran PS y participan en el juego de Cournot, ejerciendo estrategias de poder de mercado para influir en el precio. Por su parte, las PT enfrentan la demanda residual, es decir, aquella no cubierta por las PS, al precio resultante de las decisiones de estas últimas. Se plantea:

$$D_{tot} = S_{tot} = S_{PS} + S_{PT} \dots (1)$$

D_{tot} es la demanda total estimada por el COES, S_{tot} es la oferta que la satisface, mientras que S_{PS} es la porción de oferta que cubrirán las PS y S_{PT} es la que cubrirán las PT.

Curva de costos marginales y precio de la energía

Para obtener el precio *spot*, se utilizarán curvas de costos marginales. Se ordenan las potencias efectivas de las centrales según la que tiene menor costo marginal para construir una curva, la cual se utilizará para encontrar el precio correspondiente a cada cantidad de potencia elegida. Nótese que, durante época de estiaje, se limitará la potencia efectiva de las centrales hidroeléctricas, lo que ayuda a reflejar la estacionalidad por el ciclo de lluvias. También añadimos

las potencias de nuevas centrales. De ese modo, se tendrán curvas de precio distintas según como se modifique la potencia de cada central.

Funciones de costos

El *mix* energético del país está compuesto, principalmente, por energía hidroeléctrica (+50%) y termoeléctrica (~30%). El resto corresponde a fuentes de energía RER, como eólica y solar. Así, las funciones de costos deben incluir los costos variables para cada tipo de energía.

Se define una función de costo total como la suma de los costos fijos (CF) y los costos variables (CV): $CT_i = CF_i + CV_i \dots (2)$. En esta, el costo fijo incluye la inversión e instalación de la tecnología utilizada, mientras que el costo variable indica el costo adicional por la generación de una unidad más de energía (Dammert *et al.*, 2011). En este sentido, el costo variable de las centrales termoeléctricas está compuesto principalmente por el costo del combustible utilizado, y otros costos referidos a agregados al proceso de combustión (Dammert *et al.*, 2011). Para la proyección de los costos combustibles se proyectan los precios del gas natural y del petróleo, para lo cual se utilizan las variaciones del índice Henry Hub¹⁴ y el WTI¹⁵, respectivamente.

Por otro lado, respecto a las centrales hidroeléctricas y de RER, se considera un costo variable de cero, puesto que las fuentes naturales (agua, viento, sol) no son bienes transables. Cabe aclarar que, aunque los costos variables de operación son casi nulos, la infraestructura de este tipo de centrales suele ser bastante costosa (Dammert *et al.*, 2011). No obstante, para efectos de nuestra investigación, que busca determinar la decisión de producción de las empresas, el costo relevante solo es el costo variable. Se asume que el costo de inversión o costo fijo ya fue incluido en el análisis de rentabilidad al decidir la implementación de un nuevo proyecto de generación.

De este modo, se define la función de costo total para la empresa *i* en tiempo *t* (CT_{it}) como:

$$CT_{it} = \sum_{m=1}^M CV_{termo,mt} + CF \dots (3)$$

¹⁴ El indicador de precios Henry Hub es ampliamente utilizado como punto de referencia para la comercialización de gas natural, tanto en los Estados Unidos como internacionalmente. Los precios son definidos por interacción entre oferta y demanda en el sistema de gaseoductos Henry Hub ubicado en Louisiana, Estados Unidos (Osinermin, 2021).

¹⁵ El índice WTI, o West Texas Intermediate, es un tipo de crudo de referencia usado para fijar precios de petróleo en el mercado, principalmente en los Estados Unidos.

Esta ecuación representa la suma del costo variable de cada central termoelectrónica m de la empresa i , siendo M el número total de este tipo de centrales. Los costos fijos (CF) abarcan los costos de inversión para todas las tecnologías utilizadas por la empresa i ; sin embargo, no se profundizará en su estructura porque escapa del alcance de este análisis.

2.3 Modelo de Cournot: determinación de cantidad y precio de la energía

Funciones de oferta individual

La oferta individual dependerá de la clasificación del jugador como PT o PS. Basándonos en el trabajo de Arellano (2003) y Ríos (2021), se define la oferta de las PT como:

$$S_{PT} = \sum_{i=1}^n s_{i,t} \dots (4)$$

$$s_{i,t} = \begin{cases} 0, & P < cmg_{i,t} \\ PE_{i,t}, & P \geq cmg_{i,t} \end{cases} \dots (5)$$

La ecuación (4) representa la suma de las ofertas individuales de cada una de las n centrales PT. Por otro lado, la ecuación (5) define dicha oferta individual como una función por partes, tal que una central i producirá toda su potencia efectiva ($PE_{i,t}$) si es que el precio es mayor o igual que su costo marginal ($cmg_{i,t}$), para cada tiempo t .

Por otra parte, si la empresa es una PS porque pertenece al grupo de k empresas que sobrepasan cierto límite de participación de mercado, participará en el juego de Cournot y ofertará la cantidad de potencia que maximice su función de beneficios. Se define la función de beneficios de la empresa i en el tiempo t como:

$$\pi_{i,t} = P(q_{hidro,i,t} + q_{termo,i,t} + q_{RER,it}) - CT(q_{hidro,it}) - CT(q_{termo,it}) - CT(q_{RER,it}) \dots (6)$$

donde la función de costos totales (CT) es la que se definió en la ecuación (3). Y la función de beneficios será maximizada sujeta a la siguiente restricción:

$$q_{m,it} \leq PE_{m,it} \dots (7)$$

donde m representa el número de centrales de la empresa i . Es decir, la ecuación (7) indica que la decisión de producción de cada central no podrá ser mayor que la potencia efectiva que puede ofrecer en tiempo t .

Se procede a hallar las funciones de reacción y a construir la oferta individual de cada empresa PS. La cual se define así:

$$PS_{it} = D_{tot,t} - S_{PT,t} - \sum_{k=1}^n q_{k \neq i,t} \dots \quad (8)$$

Es decir, la oferta de la empresa con poder de mercado i (PS_{it}) equivale a la demanda total del SEIN menos lo que ofertan las PT ($S_{PT,t}$) y las demás empresas PS, para cada tiempo t .

Decisión de las empresas mediante un proceso iterativo

La decisión de las empresas se realizará mediante un proceso iterativo. El orden de elección está definido según la que tiene el menor costo variable. Una empresa PT seguirá como criterio la ecuación (5), mientras que una PS seguirá el proceso de maximización de beneficios explicado previamente.

Así, la decisión de producción de cada PS tiene que considerar las decisiones de producción de las demás PS y PT, como fue establecido en (8). Entonces, en la primera iteración, la primera empresa PS elegirá su cantidad producida asumiendo que las demás PS producen 0. Es decir, su q_1^* es la cantidad óptima de monopolista. Asimismo, implícitamente, en su decisión de producción está considerando la producción de las PT en conjunto, con la cual se completará la cobertura de la demanda del mercado.

Luego, la segunda empresa PS elegirá su cantidad óptima introduciendo q_1^* en su función de reacción y asumiendo que las demás PS producen 0. Entonces, $PS_{2,t} = D_{tot,t} - S_{PT,t} - q_1^*$. La clave está en entender que, al evaluar cada posible q , una empresa está alterando la curva de costos marginales comentada anteriormente, lo que altera a su vez el precio y , con eso, los beneficios.

Se realizará el mismo procedimiento hasta culminar con todas las PS participantes en el juego. Tras concluir esta primera ronda de decisiones, comienza la segunda iteración. En esta, $i = 1$ decide su producción considerando las cantidades que produjeron las demás empresas en la ronda previa. Similarmente, $i = 2$ realiza el mismo procedimiento considerando lo que $i = 1$ produjo en la ronda 2 y lo que las empresas $i > 2$ produjeron en la ronda 1. Este procedimiento se realiza para las n empresas y en tantas rondas como sean necesarias hasta que la cantidad óptima de la central i en la ronda $j+1$ sea

igual a la cantidad óptima en la ronda j . En este momento se llega al equilibrio. Así obtenemos la oferta de las PS, que equivale a $S_{PS} = \sum_{i=1}^n q_{it}^*$, donde q_{it}^* es la cantidad óptima de cada empresa PS. Nótese que, en todo momento, las empresas PT, en conjunto, están ofreciendo energía hasta completar la demanda del mercado, sin que se altere el orden de despacho.

Escenarios: colusión y no colusión

El juego a la Cournot antes descrito es el escenario base de competencia oligopolista, en el cual cada empresa maximiza sus beneficios, siempre que tenga poder de mercado y no esté influenciada por la integración vertical. La curva de precios en función del tiempo obtenida a través de este mecanismo será la base de comparación para encontrar el efecto de la adquisición de LdS y Enel Distribución por parte de CTG.

Pero también hay un segundo escenario: el caso de colusión. Una de las principales preocupaciones de esas adquisiciones en estudio es que las distribuidoras de Lima orienten toda su demanda hacia las generadoras del mismo grupo. La metodología considera que, entre 2026 y 2030, ambas empresas vuelven a contratar energía, momento en el cual puede producirse una desviación del precio respecto al modelo base.

Para evaluar la desviación del precio, el mecanismo es el siguiente: las generadoras del grupo chino tienen prioridad para abastecer la demanda de las distribuidoras del mismo grupo. En este sentido:

$$S_{CH} = \begin{cases} D_{CH}, D_{CH} < \sum_{i=1}^k PE_i \\ \sum_{i=1}^k PE_i, D_{CH} \geq \sum_{i=1}^k PE_i \end{cases} \dots (9)$$

donde D_{CH} representa la demanda de las distribuidoras del grupo chino (LdS y Enel), y PE es la potencia efectiva de cada una de las i centrales de generación correspondientes a dicho grupo económico. Así, la idea es determinar cuál es la porción de la demanda que efectivamente será satisfecha por las generadoras del grupo chino, la cual sería vendida a un precio máximo (P_{MAX}), puesto que se trata de un mercado regulado.

Volvemos entonces a ejecutar el juego de Cournot antes descrito, pero con las siguientes condiciones: se ajusta la demanda del mercado eliminando la porción que fue satisfecha por las empresas del grupo chino y, de manera similar, se ajusta la oferta de potencia retirando la capacidad de las centrales que cubrieron dicha demanda que, debido al supuesto de colusión, serían las

pertenecientes al mismo grupo chino. El precio final en este escenario se calcula como un promedio ponderado entre el *PMAX* y el precio de competencia oligopolista obtenido en el modelo de Cournot.

3. Análisis de resultados

3.1 Sección empírica

Es fundamental el manejo adecuado de datos históricos y el establecimiento de supuestos para proyectar las variables involucradas. En cuanto a la información histórica, las principales fuentes utilizadas provienen de bases de datos públicas, como las del COES, Osinergmin e instituciones internacionales relevantes. A continuación, se expondrán los *inputs* del modelo, sus formas de proyección, así como sus limitaciones.

Demanda de energía

La demanda utilizada para el modelo serán las proyecciones oficiales presentadas por el COES en el Plan de Transmisión 2025-2034, que contemplan cinco escenarios de crecimiento. Asimismo, aunque las proyecciones disponibles son anuales, estas fueron adaptadas al modelo asumiendo una demanda constante a lo largo de los meses del año. Este supuesto se sustenta en el análisis de la participación mensual en la producción de energía de las empresas registradas en el COES, cuya participación mensual sobre el total anual representa entre el 7 y el 8% del total anual. Dicha estabilidad justifica una asignación equitativa de la demanda anual entre los 12 meses.

Por otro lado, para el escenario de colusión, se debe proyectar la demanda de LdS y Enel Distribución. Para ello, se tomaron las proyecciones oficiales de cada empresa, presentadas en sus respectivos reportes corporativos. Ambas empresas presentan sus proyecciones de forma anual, por lo que fueron mensualizadas equitativamente a lo largo del año.

Siguiendo esta línea, por simplicidad asumimos que las negociaciones de precio e inicio de consumo de energía se realizarán simultáneamente. Así, se toma como supuesto que Enel Distribución comenzará a contratar energía en 2026 y Luz del Sur en 2028.

Oferta de energía

Centrales actuales y potencia considerada

Para construir la oferta de energía, se consideran todas las centrales operativas actuales que pertenecen al COES. Para calcular la potencia efectiva de las

centrales hidroeléctricas y de fuentes de energía renovable (RER), se parte de la información de potencia efectiva de cada central, obtenida del portal del COES con datos actualizados a julio de 2024. Es importante tener en cuenta que las centrales hidroeléctricas no siempre pueden operar al 100% de su capacidad debido a restricciones climáticas. En particular, en épocas de estiaje, la escasez de lluvias reduce el caudal de los ríos, lo que limita la cantidad de energía que pueden producir.

Esta dinámica es clave porque, en épocas de estiaje, las termoeléctricas deben entrar a suplir la menor producción hidroeléctrica; lo que tiende a elevar el precio de la energía. Para modelar este comportamiento hidrológico, se optó por definir un porcentaje de restricción de potencia. Para calcularlo, se analizaron los volúmenes turbinados de todo el sistema hidroeléctrico, obtenidos mensualmente desde el año 2017. Estos representan la cantidad de agua que pasa por las turbinas de una central hidroeléctrica para generar electricidad.

Con estos datos, construimos un índice que mide la relación entre el volumen turbinado de cada mes y el volumen turbinado máximo del año:

$$\text{Índice de Estiaje} = \frac{\text{Volumen turbinado del mes}}{\text{Volumen turbinado máximo del año}}$$

Este índice permite medir el efecto del estiaje como la reducción en la producción de energía anual debido a la menor disponibilidad de agua. Este enfoque permite reducir los sesgos anuales, considerando que algunos años pueden haber sido más húmedos que otros, y, por lo tanto, permite una comparación más precisa entre diferentes períodos climáticos. Luego, a partir de esta distinción, separamos dos series: una de estiaje y otra de precipitaciones. Según Dammert, García y Molinelli (2008), el período de estiaje en el Perú ocurre entre mayo y noviembre, mientras que las lluvias intensas se concentran de diciembre a abril. Por lo tanto, para la serie de estiaje, se tomaron los valores del índice correspondientes a los meses de mayo a noviembre; y para la serie de precipitaciones, se usaron los valores del resto de los meses.

Con esta información, realizamos una simulación de Monte Carlo para predecir los valores futuros de estiaje, utilizando la distribución gamma para la serie de estiaje y la beta para la serie de precipitaciones. Otra consideración relevante es la limitación en la construcción de estas series, ya que solo desde 2017 se cuenta con datos disponibles públicamente.

Se realizaron 10 000 simulaciones por serie para obtener las distribuciones de probabilidad utilizadas en las proyecciones mensualizadas del modelo. A partir de estas, se tomaron valores aleatorios entre los percentiles 5 y 95, cap-

turando así el 90% de las observaciones más representativas, y se asignaron a los meses de cada período proyectado.

Por último, para las centrales RER y termoeléctricas, se considera como potencia disponible la potencia efectiva para cada central, proporcionada por el COES sin aplicar ninguna restricción en el tiempo.

Costos variables

Los costos marginales de las centrales hidroeléctricas y de RER se asumen nulos, al no existir costos asociados al uso de recursos hídricos, solares o eólicos. En contraste, los costos variables de las termoeléctricas se estiman a partir de información histórica reportada por el COES, según sus distintos modos de operación, definidos por la configuración tecnológica y la combinación de turbinas y generadores. Estos costos, publicados semanalmente en el Programa de Operaciones, se componen del costo variable combustible (CVC) y del no combustible (CVNC), asociados al uso de combustible y al mantenimiento, respectivamente. Se consideran únicamente los modos de operación cuya potencia efectiva suma la capacidad total de la central, lo que implica una simplificación al incluir solo las más eficientes. No obstante, esta aproximación responde a limitaciones de información y disponibilidad técnica.

Para proyectar estos costos, nos basamos en los últimos valores publicados por el COES en agosto de 2024. En el caso de los costos variables no combustibles (CVNC), que pueden considerarse como fijos, asumimos que estos crecerán a la tasa de inflación estimada por Focus Economics. Dado que los CVNC están relacionados con los gastos de mantenimiento de las centrales, es razonable asumir que, *ceteris paribus*, la inflación será el único factor que influya en su valor.

Para proyectar los costos variables de combustible (CVC), se sigue la metodología empleada por el COES en su Plan de Transmisión, basada en el *Energy Outlook 2023* de la U.S. Energy Information Administration (EIA). Este documento utiliza los índices WTI para el petróleo y Henry Hub para el gas natural, bajo el supuesto de que las variaciones en los precios de estos combustibles estarán determinadas por las variaciones de dichos índices. Las proyecciones de estos índices se elaboran mediante el modelo National Energy Modeling System (NEMS), el cual simula el equilibrio futuro entre oferta y demanda considerando factores como producción, comercio, consumo e indicadores macroeconómicos, proporcionando así una referencia más estable y de largo plazo que los precios de futuros. Esta fuente también brinda sensibilizaciones de las proyecciones para un escenario alto y bajo en precios de combustible.

Nuevos proyectos de generación

La incorporación de nuevos proyectos de generación incrementa la oferta de energía, lo que impacta en los precios del mercado. En particular, el aumento de centrales hidroeléctricas, cuyo costo marginal es casi nulo, amplía la base hídrica disponible, retrasando el uso de termoeléctricas en el orden de despacho y, en consecuencia, disminuyendo los precios. En el Plan de Transmisión 2025-2034, se presentan los proyectos de generación futuros, aunque su ejecución depende de factores como la obtención de permisos y financiamiento (COES, 2024). Asimismo, el plan clasifica los posibles proyectos según tres criterios: (i) capacidad financiera del concesionario, (ii) nivel de desarrollo del estudio y (iii) posición socioambiental, asignándoles un puntaje conjunto entre 0 y 12.

También analizamos la entrada histórica de potencia al SEIN para evitar escenarios extremos, como un ingreso mínimo o excesivo de potencia, los cuales tienen baja probabilidad de ocurrencia. Si bien no es posible crear una distribución detallada con solo 10 años de datos, se busca que los escenarios proyectados giren en torno al promedio de estos valores.

En este contexto, establecimos cuatro escenarios para la proyección de potencia al SEIN. En el primer escenario, se considera que solo ingresan al sistema las empresas del grupo chino entre 2025 y 2030, coincidiendo con el período de contratación de Luz del Sur y Enel. En el segundo escenario, estas mismas empresas ingresan al sistema, pero después del período de contratación, es decir, a partir de 2030. El tercer escenario, de carácter semioptimista, incluye proyectos calificados con puntajes entre 10 y 12. Dado que estos proyectos carecen de una fecha específica de inicio, se les asignó un año aleatorio, con una entrada promedio de 250 MW anuales, ligeramente por debajo del promedio histórico. Finalmente, el cuarto escenario, más optimista, abarca proyectos con puntajes de 8 o superiores.

Empresas con poder de mercado

Para definir el listado de empresas con poder de mercado, obtuvimos la producción de energía de cada empresa generadora y calculamos su cuota de mercado mensual para el período de 2021 a 2023, sobre el cual se calculó un promedio. A la luz de lo cual, para el primer escenario, consideramos como *price-setter* (PS) a cualquier empresa cuya cuota de mercado promedio a nivel individual supere el 2%; mientras que en el segundo escenario incluimos a todas aquellas que superen el umbral del 1%. La única excepción se aplicó a las empresas del grupo chino, para las cuales se calculó la cuota de mercado

conjunta. En este sentido, la cuota de CTG es actualmente cercana al 5% del mercado, la que podría aumentar al 14% si se incorporan todas las centrales en proyecto. Así, todas estas empresas se califican como PS en ambos escenarios.

Precio máximo en escenario de colusión

El precio a nivel generación se define como $PNG = PB * SC + PF * CC$; donde PB es el precio en barra, SC es el % de energía retirado sin contrato, PF es el precio firme y CC es el % de energía retirado por contratos o licitaciones (Dammert *et al.*, 2011). Este es un precio que calcula Osinergmin para enviar señales al mercado sobre el precio de la energía al consumidor final. Por tanto, siguiendo la misma lógica, obtenemos el precio final del modelo como un ponderado entre los precios ofrecidos a las distribuidoras de Lima y el precio en el juego de Cournot, siendo los pesos la energía abastecida por cada uno de los grupos.

Por simplicidad, asumimos que el precio máximo (PMAX) al cual las generadoras chinas pueden vender a las distribuidoras del grupo se define como un *factor * precio de no colusión*. Este factor se interpreta como una medida del poder de mercado, ya que representa un margen adicional sobre el precio de competencia. Para esta oportunidad, se tomó un factor de 1.1. De la misma forma, es importante realizar un análisis de sensibilidad del porcentaje de demanda que las generadoras podrían efectivamente colocar a las distribuidoras. Para ello, observamos sus contratos actuales. Así, se encontró que, por ejemplo, Luz del Sur, a 2021, tenía asignada a solo cinco empresas el 73% de su energía contratada (SMV, 2021). Así, si asumimos una distribución pareja, correspondería aproximadamente el 15% a cada empresa. Por ello, para los dos escenarios principales tomamos como uno en el que no se licita el 15% de la demanda y otro en el que no se licita el 100% de la demanda.

3.2 Discusión de los resultados principales

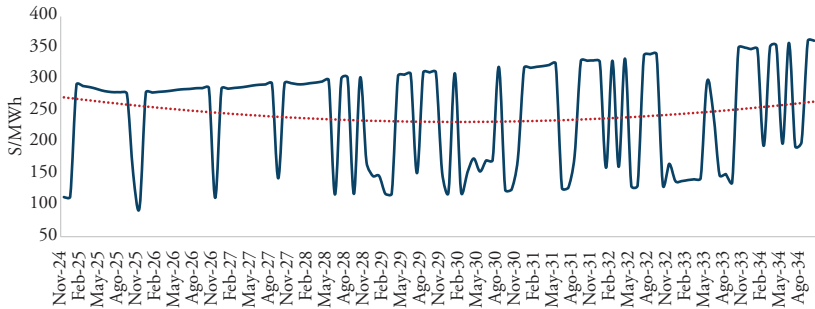
Nuestro modelo fue implementado utilizando el lenguaje de programación Python, integrando las bases de datos trabajadas como *inputs* para obtener una serie temporal del precio proyectado.

3.2.1 Escenarios sin colusión

Se parte de un escenario base que funcione como referencia para las sensibilizaciones. En este escenario, todas las variables se consideran en su configuración inicial o de referencia: se toma el costo de combustible y la demanda en su

nivel base, se incluyen como *price-setters* solo a las empresas con una cuota de mercado superior al 2%, y no se incorpora nueva potencia al SEIN. Así, se obtiene la figura 1.

Figura 1
Curva de precios de energía en el escenario base



Elaboración propia, 2024.

En esa figura se observa que la serie de precios refleja claramente la estacionalidad hidrológica, lo que se manifiesta en los picos de precio. Además, al analizar la tendencia general, se percibe un leve incremento en los precios hacia finales de la proyección, lo que puede ser atribuible al aumento en los costos de combustibles. Sin embargo, a esta altura del análisis aún no es posible extraer conclusiones significativas hasta realizar las comparaciones con otros escenarios.

De ahí que un aspecto fundamental en esta investigación sean los análisis de sensibilidad de variables. Para ello, se tomaron distintos escenarios para las principales variables del modelo, a fin de obtener curvas de precio comparables entre sí. Así, se realizó una matriz cruzada con los escenarios de los costos de combustible (alto, base y bajo) y el ingreso de nueva potencia. Para esta última variable, se identificaron cinco escenarios: (i) sin ingreso de potencia, (ii) entrada solo de las centrales chinas desde 2025 (caso 1), (iii) entrada solo de las centrales chinas luego de 2030 (caso 2), (iv) el escenario semioptimista como caso 3 y (v) el escenario optimista como caso 4. En total, se corrió 15 veces el modelo. Con ello, se calcularon las desviaciones promedio de precio respecto al escenario base, obteniendo los resultados en la tabla 1.

Tabla 1
Desviación promedio del precio respecto al escenario base

		Costo de combustible			
		Alto (1)	Base (2)	Bajo (3)	
Entrada de nuevas centrales	Sin entrada	Estiaje	62,7%		28,3%
		Lluvia	58,1%		23,4%
		Total	60,8%		26,2%
	Caso 1	Estiaje	86,8%	62,8%	49,6%
		Lluvia	74,8%	58,8%	37,8%
		Total	81,8%	61,1%	44,7%
	Caso 2	Estiaje	56,3%	21,6%	17,1%
		Lluvia	36,4%	3,7%	1,8%
		Total	48,0%	14,1%	10,7%
	Caso 3	Estiaje	86,4%	60,8%	46,6%
		Lluvia	66,3%	45,5%	31,0%
		Total	78,0%	54,5%	40,1%
	Caso 4	Estiaje	70,8%	54,2%	44,4%
		Lluvia	57,7%	42,4%	28,8%
		Total	65,4%	49,3%	37,9%

Notas. Los valores reflejan la desviación promedio del precio respecto al escenario base sin incorporación de nueva potencia. Por ejemplo, la primera celda indica que, bajo un escenario de altos costos de combustible y sin ingreso de nuevas centrales, el precio se incrementa en promedio en un 62,7% durante el período de estiaje. Elaboración propia, 2024.

Allí se observa que el escenario con entrada de potencia donde el precio se incrementa menos es en el caso 2; es decir, cuando hay un fuerte ingreso de potencia de los proyectos de generación chinos, después de que Enel Distribución y Luz del Sur comiencen la contratación de energía. Y, al comparar las desviaciones en cada uno de los escenarios de costo de combustible, se observa que el mayor incremento en el precio ocurre cuando solo se incorpora potencia del grupo chino al sistema a partir de 2025, lo que podría estar relacionado con el incremento en su poder de mercado.

Cabe recordar que la optimización se realiza por empresa, y en este caso el grupo chino posee no solo hidroeléctricas, sino también una central termoeléctrica relevante; lo que podría influir en su estrategia de restricción de producción y, por ende, en el precio. No obstante, en un escenario semiop-

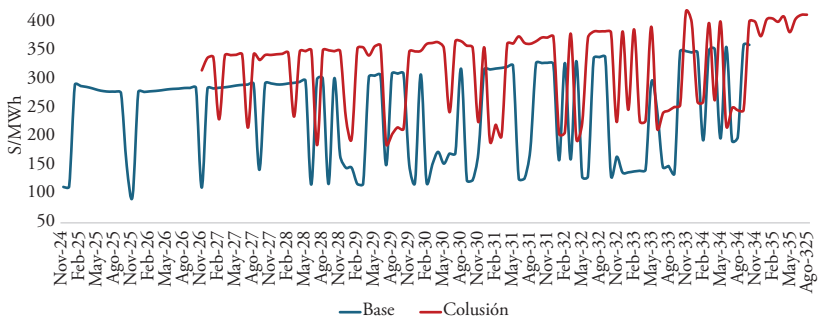
timista, con una entrada promedio anual de ~ 200 MW al SEIN, incluyendo las empresas del grupo chino, la desviación promedio se reduce; lo que sugiere que el efecto del poder de mercado disminuye conforme ingresan más competidores. Esta tendencia es aún más clara en el escenario optimista, con una entrada anual de ~ 400 MW de nueva potencia.

Entonces, como primera conclusión, se observa una relación entre el ingreso de nueva potencia al sistema y la influencia del poder de mercado del grupo chino en el precio. A medida que ingresan más proyectos ajenos a dicho grupo, el impacto de su poder de mercado sobre los precios disminuye, con una variación en la desviación que oscila entre el 6,8% y el 16,4% (diferencias de desviación entre el caso 4 y el caso 1), dependiendo del escenario de costo de combustible. No obstante, los resultados del caso 2 muestran que la entrada de potencia del grupo chino también puede ser favorable, siempre que no interfiera con la contratación de energía de las distribuidoras. En el escenario base de costos de combustible, la diferencia en precios durante la temporada de lluvias puede ser incluso mínima, con menos del 4% de desviación del escenario *benchmark*.

3.2.2 Escenarios de colusión

Para iniciar este análisis, presentamos un ejemplo ilustrativo que compara el escenario base sin colusión con un escenario de colusión, vertical y horizontal, en el que no se incorpora nueva potencia al sistema, pero el 100% de la demanda de las distribuidoras se asigna prioritariamente a las generadoras del grupo chino. A continuación, se muestra la figura 2, que ilustra este análisis comparativo.

Figura 2
Curva de precios de energía en un escenario de colusión



Elaboración propia, 2024.

En esta instancia, las variables clave por examinar aplicando la metodología de sensibilización de variables son: (i) la incorporación de nueva potencia al SEIN y (ii) el porcentaje de energía no licitada, es decir, el porcentaje de la demanda de las distribuidoras asignada directamente a las generadoras del grupo chino. Esto conlleva 10 escenarios, todos ellos bajo los supuestos del escenario base respecto a costos de combustible y demanda. La tabla 2 presenta los respectivos resultados:

Tabla 2
Desviación promedio del precio respecto a un escenario de colusión

			Energía no licitada	
			100% (1)	15% (2)
Entrada de nuevas centrales	Sin entrada de nueva potencia	Estiaje	39,8%	32,1%
		Lluvia	35,6%	36,3%
		Total	38,0%	33,8%
	Caso 1	Estiaje	105,9%	72,3%
		Lluvia	81,2%	72,9%
		Total	95,6%	72,5%
	Caso 2	Estiaje	63,4%	52,1%
		Lluvia	48,6%	43,4%
		Total	57,2%	48,5%
	Caso 3	Estiaje	91,3%	66,1%
		Lluvia	72,7%	53,7%
		Total	83,5%	60,9%

Elaboración propia, 2024.

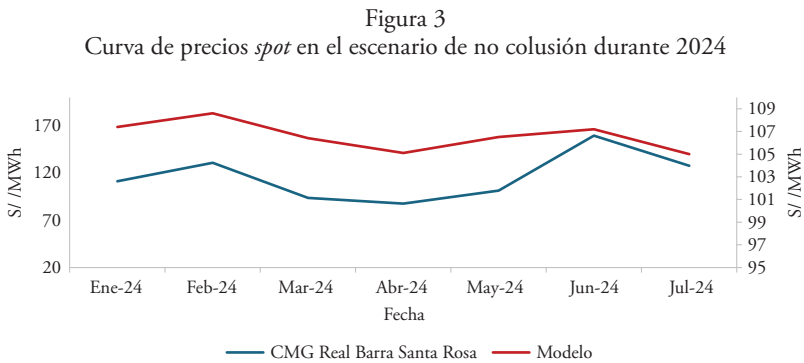
Dados los mencionados supuestos, es posible comparar los resultados en la tabla 2 con los de la columna (2) de la tabla 1. Así, en promedio, cuando se contrata el 15% de energía sin licitaciones, la desviación tiende a ser un 17,7% mayor que en el caso de no colusión. Además, si se coloca el 100% de la demanda de las distribuidoras a las generadoras chinas, el precio suele ser un 35,2% mayor que en dicho caso. También se observa que el patrón del escenario de colusión se repite: a medida que se integre más potencia al SEIN que no sea del grupo chino, el efecto del poder de mercado ocasionado por la colusión disminuye. Esto puede observarse al comparar los escenarios 1 vs. 3.

Siguiendo esta línea de análisis, se observa que la diferencia promedio en desviaciones, entre el caso del 100% de energía no licitada y el caso del 15% no licitado, es de aproximadamente un 17,4%. Esto evidencia la importancia de mantener un control riguroso sobre la contratación de energía de las distribuidoras en Lima. Así, una segunda conclusión clave de este estudio es que la venta de Enel Distribución y Luz del Sur a empresas del grupo económico chino efectivamente podría generar un impacto considerable en el precio de la electricidad.

Al analizar las tablas de sensibilidad, es posible identificar que, en un escenario altamente desfavorable —caracterizado por elevados costos de combustible, una gran proporción de demanda no licitada de las distribuidoras y el ingreso exclusivo de proyectos del grupo chino—, el precio de la electricidad podría llegar a incrementarse en más del 150%. Este escenario, aunque extremo, no es del todo improbable, dado que el grupo chino cuenta con una sólida base económica para respaldar estos proyectos.

3.3 Backtesting

Para verificar el correcto funcionamiento y ajuste del modelo a los datos reales, realizamos un procedimiento de *backtesting*, consistente en evaluar el modelo utilizando datos históricos. Se emplearon datos del período de enero a julio de 2024, obteniéndose la figura 3. Allí se observa que la tendencia de precios seguida por nuestro modelo y la de los precios reales son bastante similares; lo que indica que la construcción del modelo es muy cercana a la realidad y brinda una base realista de comparación.



Nota. Comparativo de precios entre precios reales y simulados.
Elaboración propia, 2024.

4. Conclusiones y recomendaciones

El objetivo principal del modelo microeconómico que hemos utilizado para este estudio es analizar el comportamiento estratégico de las empresas del sector electricidad en escenarios de colusión e integración vertical, con el fin de identificar y cuantificar su impacto sobre los precios. Para ello, se han aplicado diversas simplificaciones teóricas y técnicas del funcionamiento del mercado eléctrico. En consecuencia, el modelo no pretende estimar un precio exacto de la energía, sino aproximar el efecto que sobre este pueden generar ciertas dinámicas en dicho mercado. Si el objetivo fuese lograr una estimación precisa del precio de la electricidad, sería necesario un análisis más exhaustivo que incorpore una mayor cantidad de factores del sistema eléctrico y con mayores precisiones técnicas.

Sin embargo, la relevancia de esta investigación radica en cuantificar los efectos de la colusión, tanto horizontal como vertical, en el mercado eléctrico peruano. Así, el modelo utilizado nos ha permitido hallar que, en términos generales, la probable entrada al SEIN de nuevos proyectos de generación eléctrica por parte del grupo chino CTG constituye una fuente relevante de poder de mercado, con potencial de elevar los precios hasta en un 90% cuando tales proyectos coinciden con los períodos de contratación de energía de las distribuidoras del grupo, beneficiando así a sus propias generadoras. Pero este efecto puede atenuarse con el ingreso de proyectos de generación no vinculados al grupo, especialmente aquellos basados en fuentes hidroeléctricas y renovables no convencionales (RER); los cuales, al contar con costos marginales nulos, podrían desplazar a las termoeléctricas en el despacho de energía.

Actualmente, varios proyectos de generación se encuentran paralizados por trámites burocráticos; lo que evidencia la necesidad de políticas que agilicen los procesos e incentiven la inversión en nueva capacidad instalada, con el objetivo de diversificar la oferta y reducir la concentración en manos de pocos actores. En tal sentido, si bien el respaldo de Luz del Sur y Enel Distribución por parte de un grupo económico sólido (como es CTG) podría facilitar nuevas inversiones, es clave contar con una regulación clara y efectiva en los procesos de contratación de potencia, de modo que se minimicen los riesgos de integración vertical con efectos anticompetitivos y se asegure un desarrollo eficiente del mercado eléctrico.

Así, el Decreto Legislativo 1034 (Ley de Represión de Conductas Anticompetitivas) establece los procedimientos y criterios para intervenir y proteger la competencia en el mercado, abarcando tanto las prácticas

colusorias verticales como horizontales. La autoridad puede imponer sanciones administrativas, que incluyen multas a las empresas y/o funcionarios, medidas correctivas, cautelares y acciones de indemnización, entre otras. Por ejemplo, las sanciones monetarias pueden alcanzar hasta el 12% de las ventas del año anterior al de la sanción.

En tal perspectiva, el aporte de nuestra investigación, al haber cuantificado el impacto negativo de las empresas que incurrir en prácticas colusorias, permite que las sanciones y remedios impuestos a estas empresas estén efectivamente acordes con el daño que causan a los mercados. Entonces, nuestro modelo puede adaptarse para evaluar otros casos de colusión en el mercado. Esto se debe a que el modelo se enfoca en proyectar variaciones de precios dentro de un marco de competencia oligopólica, proporcionando así una herramienta valiosa para analizar y detectar prácticas anticompetitivas en distintos contextos del mercado.

Sin mengua de lo anterior, corresponde señalar las limitaciones del presente estudio. El modelo presenta restricciones derivadas tanto de simplificaciones necesarias como de limitaciones computacionales. Por ejemplo, se asume que las empresas determinan su nivel de producción maximizando utilidades, en línea con la teoría económica. No obstante, dado que los compradores pertenecen al Estado chino, sus decisiones podrían estar influenciadas no solo por criterios económicos, sino también por objetivos políticos.

Y, respecto al precio, aunque el modelo considera la estacionalidad hídrica en las proyecciones mensuales, no puede capturar eventos meteorológicos imprevistos que podrían afectar significativamente los precios. De la misma manera, la estacionalidad de las hidroeléctricas se modela mediante un factor de restricción de potencia, lo que simplifica la realidad. Alternativamente, algunos estudios como Arellano (2003) incorporan reservas hídricas por planta para permitir decisiones dinámicas en estiaje. No obstante, esta opción fue descartada por limitaciones informáticas.

Finalmente, para futuras investigaciones, sería recomendable ampliar la cantidad de variables analizadas, a fin de capturar un espectro más completo de los factores que inciden en la toma de decisiones de una empresa en un mercado oligopólico. Asimismo, un mayor acceso a información permitiría complementar las bases de datos utilizadas y mejorar la precisión del análisis. Por último, una línea de investigación relevante sería evaluar cómo las variaciones de precio modeladas impactan en el bienestar del consumidor y en la eficiencia del sistema desde una perspectiva social.

Referencias

- Alonso, I. (2024, 4 de agosto). La compra de Enel Distribución. *El Comercio*. <https://elcomercio.pe/opinion/columnistas/indecopi-electricidad-la-compra-de-enel-distribucion-por-ivan-alonso-noticia/>
- Arellano, M. (2003). *Diagnosing and mitigating market power in Chile's electricity industry*. CEEPR Working Paper 03-010. Center for Energy and Environmental Policy Research, MIT. <https://dspace.mit.edu/bitstream/handle/1721.1/45003/2003-010.pdf>
- Baca, V. (2021, 10 de mayo). *Perú: Se establecen parámetros para determinar el precio del gas natural para generación de energía eléctrica*. Garrigues. https://www.garrigues.com/es_ES/noticia/peru-establecen-parametros-determinar-precio-gas-natural-generacion-energia-electrica
- Bonifaz, J. (2023, 4 de octubre). *Indecopi inicia Fase II en la fusión del mercado eléctrico peruano*. Centro Competencia. <https://centrocompetencia.com/indecopi-fase-ii-fusion-mercado-electrico-peruano/>
- Borenstein, S., Bushnell J., & Wolack F. (2000). *Diagnosing market power in California's deregulate wholesale electricity market*. Power Working Papers Series, 064. University of California Energy Institute. Berkeley. <https://haas.berkeley.edu/wp-content/uploads/pwp064.pdf>
- Chen, Z. (2017). *Governing through the market: Sasac and the resurgence of central state-owned enterprises in China*. [Tesis doctoral, University of Birmingham]. University of Birmingham E-Theses Repository. <http://etheses.bham.ac.uk/id/eprint/8381>
- COES. (2024). *COES Indicadores BI*. Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. Recuperado el 3 de noviembre de 2024. <https://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/VisorPowerBI>
- Cóndor, J. (2023, 5 de diciembre). Luz del Sur y los proyectos del 2024 en una batería total de US\$ 1,000 mllns. *Gestión*. <https://gestion.pe/economia/empresas/sector-electrico-centrales-electricas-distribucion-electrica-luz-del-sur-y-los-proyectos-del-2024-en-una-bateria-total-de-us-1000-mllns-noticia/>
- Contreras, J., & Pozo, D. (2009). Short- and long-term Nash equilibria in electricity markets. En *2009 IEEE Power and Energy Society General Meeting, PES '09*. doi:10.1109/PES.2009.5275951
- Dammert, A., García C. R., & Molinelli, F. (2008). *Regulación y supervisión del sector eléctrico*. Fondo Editorial. Pontificia Universidad Católica del Perú. <https://hdl.handle.net/20.500.14657/46599>
- Dammert, A., Molinelli, F., & Carbajal, M. (2011). *Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico peruano*. Osinergmin. <https://www.gob.pe/.../osinergmin/informes-publicaciones/483428-fundamentos->
- Enel Distribución Perú S. A. A. (2024, 26 de febrero). *Memoria anual integrada 2023*. <https://www.pluz.pe/content/dam/enel-pe/inversores/junta-de-accionistas/junta-general-de-accionistas/-enel-dx-per%C3%BA-/26-de-febrero-de-2024/3%20Memoria%202023%20ED%20Peru.pdf>

- Espinoza Q, L. (2023, 19 de junio). ¿Cuál es la situación de la energía eléctrica en el Perú? *Conexión ESAN*. <https://www.esan.edu.pe/conexion-esan/cual-es-la-situacion-de-la-energia-electrica-en-el-peru>
- Gestión*. (2019, 30 de septiembre). Luz del Sur se vende a China Yangtze Power Co. por US\$ 3 590 millones. *Gestión*. <https://gestion.pe/economia/empresas/sempra-luz-del-sur-se-vendio-a-china-yangtze-power-co-noticial/>
- Gestión*. (2024, 12 de junio). Enel concreta venta de acciones en Enel Distribución a CSGI: ¿qué cambios involucra? *Gestión*. <https://gestion.pe/economia/empresas/enel-peru-concreta-venta-de-participacion-mayoritaria-en-enel-distribucion-a-csgi-que-cambios-involucra-empresas-china-southern-power-grid-energia-noticia/>
- Hakam, D. F. (2018). Market power modelling in electricity market: A critical review. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 8(5), 347-356. <https://www.econjournals.com/index.php/ijee/article/.../6748>
- Indecopi. (2024, 23 de enero). Resolución 14-2024/2024/CLC-Indecopi. Comisión de Defensa de la Libre Competencia. <https://centrocompetencia.com/.../uploads/2024/12/33-Resolucion-014-2024-CLC-F2-vp.pdf>
- Ji, Y., & Yépez-García, A. (2017). *Market power in electricity generation sector: A review of methods and applications*. Policy Brief IDB-PB-265. Inter-American Development Bank, Energy Division. <https://webimages.iadb.org/publications/.../Market-Power-in-Electricity-Generation-Sector-A-Review-of-Methods-and-Applications.pdf>
- Lin, K., Lu, X., Zhang, J., & Zheng, Y. (2020). State-owned enterprises in China: A review of 40 years of research and practice. *China Journal of Accounting Research*, 13(1), 31-55. doi: 10.1016/j.cjar.2019.12.001
- Luz del Sur. (2024, 27 de marzo). *Memoria anual 2023*. https://cdn.luzdelsur.com.pe/weblds/nuestraempresa/memoria_anual.pdf
- Molina, J. P., Saavedra, O., Carrasco, J. M., & Román, T. G. S. (2011). Nash-Cournot equilibria in hydrothermal electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(3), 1089-1101. doi:10.1109/TPWRS.2010.2077313
- Osinermin. (2016). *La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país*. <https://www.osinermin.gob.pe/.../Libros/Osinermin-Industria-Electricidad-Peru-25anios.pdf>
- Osinermin. (2021). *Boletín Estadístico de Gas Natural: trimestre 2021-I*. <http://gasnatural.osinermin.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/Osinermin-boletin-estadistico-gas-natural-2021-I.pdf>
- Ramos, M. (2023, 11 de noviembre). *Empresas estatales chinas en Perú: Competencia, seguridad nacional y relaciones complejas*. Centro Competencia. <https://centrocompetencia.com/empresas-estatales-chinas-peru-competencia-seguridad-nacional-relaciones-complejas/>
- Ríos, C. (2021, noviembre). *El efecto de la regulación en el mercado de generación eléctrica sobre el precio de la energía eléctrica*. [Trabajo de Investigación Económica]. Universidad del Pacífico, Departamento Académico de Economía. [No publicado].

- Ruiz, M. (2022). ¿Cómo se forman las tarifas eléctricas residenciales? *Moneda*, 190, 31-35. Banco Central de Reserva del Perú. <https://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Revista-Moneda/moneda-190/moneda-190-06.pdf3>
- Salarkheili, S., Akbari Foroud, A., & Keypour, R. (2011). Analyzing capacity withholding in oligopoly electricity markets considering forward contracts and demand elasticity. *Iranian Journal of Electrical and Electronic Engineering*, 7(4), 292-301. <https://ijeee.iust.ac.ir/article-1-393-en.pdf>
- Sattler, V., Monge, F., & Velarde, S. (2024). Gestión Regulatoria | Indecopi aprueba la operación de Enel y CSGI. *Blog REM*. Estudio Rodrigo, Elías & Medrano. <https://www.estudiorodrigo.com/gestion-regulatoria-indecopi-aprueba-la-operacion-de-enel-y-csgi/>
- SMV. (2021). *Fundamentos de la clasificación de riesgo Luz del Sur S. A. A.* Superintendencia del Mercado de Valores. <https://www.smv.gob.pe/ConsultasP8/temp/CLASS%20DIC21.pdf>
- Stoft, S. (2002). *Power system economics: Designing markets for electricity*. IEEE Press & Wiley-Interscience. <https://es.scribd.com/doc/66440034/Power-System-Economics-Designing-Markets-for-Electricity>
- Súmar, L. & Jaramillo, A. (2022). Historia de la industria eléctrica en Perú. *Revista Peruana de Energía*, 9, 10-27. <https://santivanez.com.pe/wp-content/uploads/2024/08/1.-Sumar-P.-y-Jaramillo-F.-Historia-de-la-industria-electrica-en-el-Peru.pdf>