

INFORME SECTORIAL Perú: Sector Electricidad

Con información al 31 de diciembre de 2021

Lima, 9 de junio de 2022

Equipo de Análisis

Jorge Sánchez
jsanchez@ratingspcr.com

(511) 208.2530

Racionalidad

La generación eléctrica es una actividad altamente procíclica y su evolución es empleada como un indicador adelantado del PBI, por lo que su desempeño es un termómetro de la economía. La producción eléctrica registró una rápida recuperación y se encuentra por encima de los niveles prepandemia. Destaca que los precios en el mercado *spot* están convergiendo a los niveles de equilibrio de largo plazo, lo que potencialmente podría atraer nuevas inversiones. Si bien, el mercado cuenta actualmente con una sobre oferta, esta podría consumirse tan pronto como en 2026 si no se realizan nuevas inversiones, lo que elevaría significativamente el precio *spot*.

Resumen Ejecutivo

Impacto del conflicto de Ucrania y Rusia en el mercado eléctrico peruano. El conflicto entre Ucrania y Rusia disparó el precio del petróleo y gas natural. Estos productos son insumos importantes para la generación eléctrica en Europa, por lo que el precio del servicio de electricidad ha alcanzado niveles máximos en dicha región. En el caso del Perú, el impacto en el mercado eléctrico es limitado ya que, si bien las plantas de carbón y diésel forman parte del sistema eléctrico nacional, principalmente pertenecen a la reserva fría, es decir, solo se usan en caso de emergencia. Por lo tanto, el reciente incremento del precio internacional del petróleo no tiene un impacto significativo en los costos de generación eléctrica en el Perú, ya que no es un insumo para la producción de plantas hidroeléctricas, mientras que, en el caso de las plantas térmicas a gas natural, su precio ya está fijado por un contrato de largo plazo, por lo que el incremento en el precio internacional de gas natural tampoco tiene un impacto en el costo del gas natural empleado por las térmicas.

Producción de energía eléctrica ya supera los niveles prepandemia al cierre del tercer trimestre. En 2021, la producción total acumulada por las empresas generadoras de energía eléctrica, las que a su vez son integrantes del COES, fue de 53,990 GWh, creciendo 9.8% con relación a 2020. Las centrales Termoeléctricas fueron las que más redujeron su producción ante la menor demanda, y de la misma manera en 2021, estas fueron las que aportaron la mayor parte del crecimiento (+3,435.4 GWh), aunado al crecimiento de la generación en Hidroeléctricas (+1,346.9 GWh), mientras que las fuentes RER registraron crecimientos marginales. En cuanto al promedio mensual de la máxima demanda de potencia eléctrica del SEIN, ésta alcanzó los 6,907 MW a dic-21, mayor en 5.8% al nivel registrado en 2020.

Se estima un crecimiento de 7.8% en la generación eléctrica para 2022. En enero de 2022 el COES informó que la producción de energía eléctrica en 2021 registró un crecimiento de 9.8%. Mientras que para 2022 se estima un crecimiento de 7.8%, la cual podría ser una cota superior al crecimiento, ya que no se tiene previsto el ingreso de importantes proyectos que generen un incremento de la demanda. La proyección podría tener un ajuste a la baja, tomando en cuenta los conflictos sociales relacionados que generen la paralización de operaciones en minas, así como retrasos en el inicio de operaciones de las Refinería de Talara, el proyecto Quellaveco, y la culminación de las ampliaciones de Mina Justa, Toromocho y Aceros Arequipa.

Precio *spot* promedio converge a 30 US\$/MWh, precio de equilibrio de largo plazo. El costo marginal promedio (ene-dic) se ubicó en 17.29 US\$/MWh, significativamente superior a los 9.55 US\$/MWh registrado en 2020. De esta manera se aprecia un incremento en el costo marginal, el cual estaría convergiendo a los 30 US\$/MWh, precio de equilibrio de largo plazo para el mercado *spot* estimado para el mercado peruano, luego que dicho precio registrara un promedio de 10 US\$/MWh en los últimos años, debido a distorsiones en la declaración de costos variables de algunas empresas de generación a gas (las que tenían contratos de gas *take-or-pay* no declaraban dicho costo, pues lo consideraban un costo fijo). Para evitar ello, se modificó las normas para la declaración de los costos variables y como consecuencia se apreció un incremento del costo marginal registrado en el mercado.

Riesgo de incremento del costo marginal si no se incrementa la oferta a costos competitivos. La fase de bajos precios del mercado *spot* podría acabar en los siguientes años si no ingresa nueva oferta¹. Ello también va a depender si se hace efectiva la entrega de gas natural al nodo sur. Estos precios baratos de la electricidad se podrían acabar en 2026 al ritmo que va incrementándose la demanda, según las estimaciones del COES, si para dicha fecha no se ha incrementado la oferta con costos variables competitivos. En el caso de no concretarse el ingreso de dichos nuevos proyectos, el costo de la generación podría subir de 30 US\$/MWh a 150 US\$/MWh.

Sobreoferta de generación eléctrica. El descalce entre oferta y demanda eléctrica se produce por el retraso y paralización de grandes proyectos de inversión, principalmente del sector minero. Es así como el sector introdujo nueva capacidad instalada para atender dicha demanda; sin embargo, con el retraso de los proyectos de inversión, el sector se quedó con una sobreoferta eléctrica. A diciembre de 2021, la potencia efectiva ofertada registró un crecimiento marginal en relación con diciembre 2020, alcanzando los 13,387 MW (dic-20: 13,279 MW), debido al crecimiento en centrales térmicas (+110.9 MW), contrarrestado la pequeña contracción de las centrales hidroeléctricas (-2.9 MW), mientras que en el resto de las tecnologías la oferta de potencia efectiva no registró variación significativa. Con ello el margen de reserva en diciembre se ubicó en 87%, superando la margen de reserva ideal de entre 30% y 40%.

Contexto Económico

La economía peruana registró un crecimiento de 13.3% en el periodo de enero a diciembre 2021 respecto al mismo periodo del 2020, comportamiento explicado por el contexto de políticas monetarias y fiscales expansivas; así como la reducción de casos COVID-19 tras el avance del plan nacional de vacunación. Esto, se vio reflejado la evolución positiva de la mayoría de los sectores de la economía, con excepción de pesca, tales como la minería, construcción y el sector financiero. Por ello, durante el 4T-2021, el Gobierno continuó flexibilizando las medidas de control sanitario: ampliación del aforo de diferentes negocios como gimnasios, casinos, teatros, cines, negocios afines, y de medios de transporte, así como la reducción del horario de toque de queda. Además, desde junio 2021, el PBI local registra un crecimiento continuo en comparación a sus niveles del 2019.

Por otro lado, destacó que la inversión minera registró un crecimiento interanual de +21.11% (USD +5,238.4 MM), siendo impulsado por el desarrollo de inversiones de las empresas Anglo American Quellaveco (+25.05%), Antamina (+9.19%), Southern Perú Copper Corporation (+6.47%), Minera Antapaccay (+5.04%), Minera Chinalco Perú (+4.48%), Minera Las Bambas (+4.4%), Minsur (+4.16%) y Marcobre (+3.67%).

En cuanto al desempeño de los principales sectores que componen el PBI local: el sector manufactura (peso: 16.5%) registró un crecimiento de +17.73% en comparación al año 2020, siendo impulsado por el mayor dinamismo registrando en el segmento fabril no primario (75.1% del sector manufactura), dado la mayor actividad registrada en sus tres componentes (industria de bienes intermedios, industria de bienes de consumo e industria de bienes de capital); el sector minería e hidrocarburos (peso: 14.4%) creció +7.45%, siendo impulsado por la normalización de la actividad minera, en tanto que la producción del sector hidrocarburos disminuyó.

El sector comercio (peso: 10.18%) creció +17.82% en comparación al año 2020, siendo impulsado por el buen dinamismo registrado en el comercio mayorista y minorista, y del comercio automotriz, dado la recuperación en la demanda interna; el sector agropecuario (peso: 5.97%) creció +3.81%, debido al incremento de la producción agrícola principalmente orientada al mercado externo, y la mayor producción pecuaria. Finalmente, el sector construcción (peso: 5.10%) creció +34.66%, siendo impulsado por el aumento del consumo interno de cemento y el avance en la ejecución de obras privadas y públicas (dado las menores restricciones).

PRINCIPALES INDICADORES MACROECONÓMICOS PERÚ

INDICADORES	2017	2018	ANUAL			PROYECCIÓN***	
			2022	2020	2021	2022	2023
PBI (var. % real)	2.5%	4.0%	2.2%	-11.1%	13.3%	3.4%	3.2%
PBI Minería e Hidrocarburos (var. %)	3.4%	-1.5%	-0.2%	-13.2%	7.5%	5.9% / 13.4%	8.4% / 4.0%
PBI Manufactura (var. %)	0.6%	5.7%	-1.7%	-2.6%	17.7%	4.1%	3.5%
PBI Electr & Agua (var. %)	1.1%	4.4%	3.9%	-6.1%	8.6%	2.3%	5.0%
PBI Pesca (var. % real)	4.7%	39.8%	-25.9%	2.1%	2.8%	4.4%	4.4%
PBI Construcción (var. % real)	2.2%	5.4%	1.5%	-13.9%	34.9%	0.5%	2.5%
Inflación (var. % IPC)*	1.4%	2.0%	1.9%	2.0%	6.4%	3.8% - 4.0%	3.0% - 3.2%
Tipo de cambio cierre (S/ por US\$)**	3.25	3.36	3.36	3.60	3.97	3.90	3.85 - 3.93

Fuente: INEI-BCRP / Elaboración: PCR

*Variación porcentual últimos 12 meses

**BCRP, tipo de cambio promedio de los últimos 12 meses.

***BCRP, Reporte de Inflación a marzo 2022. Las proyecciones de minería e hidrocarburos están divididas, respectivamente.

¹ Diario Gestión (21 de noviembre de 2021).

Desde junio 2021, el PBI local registra un crecimiento continuo en comparación a sus niveles del 2019, sustentada en el dinamismo económico registrado entre enero y octubre 2021, dada la mayor flexibilización de las medidas de control sanitario (apoyada por el avance del proceso de vacunación de la población), la recuperación del mercado laboral y su impacto positivo sobre el consumo privado; aunado a la mayor ejecución del gasto público y la inversión privada.

A partir de agosto 2021, el BCRP ha elevado gradualmente su tasa de referencia hasta ubicarla en 2.50% (diciembre 2021), con el objetivo de controlar las presiones alcistas sobre las expectativas de inflación. El BCRP se encuentra especialmente atento al comportamiento de esta variable y a la evolución de la actividad económica para considerar, de ser necesario, modificaciones en la posición de la política monetaria. Sin perjuicio de lo anterior, en base a la última información disponible, el BCRP considera conveniente mantener su postura monetaria expansiva por un periodo prolongado, mediante el retiro gradual del estímulo monetario.

Al cierre del año 2022, se mantiene la proyección de crecimiento de 3.4%, sustentada en la gradual normalización de las actividades productivas (asumiendo la inmunización casi total de la población objetivo); aunado a la preservación de altos términos de intercambio y la recuperación paulatina de la confianza del consumidor y empresarial. El BCRP proyecta que la inflación retornará al rango meta durante el segundo semestre del año 2022, debido a la reversión del efecto de factores transitorios sobre la tasa de inflación (tipo de cambio, precios internacionales de combustibles y granos) y a que la actividad económica todavía permanecería bajo su nivel potencial.

Análisis Cualitativo

Estructura del Sector Electricidad

De acuerdo al Osinergmin², las actividades que se desarrollan en el sector eléctrico peruano comprenden: i) Generación, que consiste en la producción de energía, ii) Transmisión, que consiste en el transporte de energía de alta tensión, iii) Distribución, relacionado al transporte de energía de media y baja tensión, iv) Comercialización, la cual está relacionada a las transacciones monetarias y v) Operación, encargada de coordinar las transacciones físicas de energía entre la oferta y demanda.

Los intercambios físicos de energía en el Perú son administrados por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), el cual inyecta primero al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) la energía producida por las generadoras más eficientes, con el objetivo de construir una curva de oferta de energía eléctrica más eficiente. Las empresas de transmisión se encargan del transporte de la energía hacia las subestaciones reductoras de voltaje para luego ser transportada por las distribuidoras o despachada a los clientes libres³. Si la energía es derivada a las distribuidoras, se transportan principalmente a los clientes regulados⁴, aunque las distribuidoras también pueden abastecer a los clientes libres.

Por otro lado, los intercambios monetarios se definen en base a clientes mayoristas y minoristas. La primera, se refiere a la comercialización que existe entre generadores, distribuidores y clientes libres; mientras que la segunda, a la comercialización con los usuarios regulados. Dependiendo del tipo de mercado, los mecanismos de asignación de precios pueden basarse en contratos bilaterales, licitaciones y tarifas reguladas.

Esquemas tarifarios

Con el objetivo de establecer una tarifa de energía bajo un esquema de competencia y asimismo incentivar el ingreso de generación de energía de manera eficiente, en 2006 se estableció el sistema de subastas de electricidad a largo plazo. Mediante ella, se establece la obligación de las empresas distribuidoras para contar con la capacidad necesaria para atender la demanda esperada de sus consumidores con tres años de antelación, y contar con contratos de suministro de energía con las empresas generadoras con una duración superior a cinco años para atender el 75% de la demanda.

Los precios establecidos en estos contratos de mediano y largo plazo (licitaciones de las empresas de distribución) son denominados **precios firmes**, ya que no pueden ser modificados por acuerdo de las partes, salvo exista una autorización del Osinergmin.

Clientes libres

Los usuarios con demandas anuales superiores a 2,500 kW son denominados clientes libres, y por lo tanto pueden negociar las condiciones de suministro eléctrico con las empresas de generación o distribución. Según el tipo de contrato los precios pueden ser de dos tipos: **precios libres**, si los contratos son bilaterales, o precios firmes, si los compromisos se han llevado a cabo a través de una subasta.

Clientes regulados

Los usuarios con una demanda anual máxima de 200 kW, y los medianos consumidores que decidieron ser regulados cuando sus consumos anuales se encuentran entre los 200 y 2,500 kW, son denominados clientes regulados. Las tarifas máximas

² Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

³ Clientes con una demanda máxima anual superior a 2,500 kw. Suelen ser importantes complejos mineros, comerciales e industriales.

⁴ Clientes con una demanda máxima anual inferior a 200 kw. Suelen ser los hogares.

que pagan los usuarios regulados quedan determinadas por: i) los precios de nivel de generación, ii) los peajes unitarios a los sistemas de transmisión, y iii) el Valor Agregado de Distribución.

- **Precios a nivel de generación (PNG):**

Los PNG están conformados por tres componentes: a) las tarifas en barra, b) los precios firmes de las licitaciones de largo plazo y c) contratos bilaterales. Los **precios en barra** son regulados por Osinergmin y calculados en base a los precios básicos de energía, precios básicos de potencia y los peajes de transmisión. Los **precios firmes** de los contratos de mediano y largo plazo que resultan de las subastas realizadas por las empresas distribuidoras, los cuales no podrán exceder en más de 10% a los precios en barra.

- **Peajes de transmisión:**

Es el cargo cobrado por el uso de las redes de transmisión entre los generadores y los usuarios finales. Para ello se reconocen los costos de inversión y los costos de operación y mantenimiento (COyM), para los cuales se cuenta con tres mecanismos de compensación: la tarifa regulada por Osinergmin, los contratos BOOT⁵ y RAG⁶; y el mecanismo de licitaciones. Estos mecanismos de compensación remuneran básicamente a dos sistemas de transmisión; el Sistema Principal de Transmisión (SPT) y el Sistema Garantizado de Transmisión (SGT).

- **Precios a nivel distribución:**

Las tarifas de la actividad de distribución reciben el nombre de Valor Agregado de Distribución (VAD) y es el resultado de agregar los costos asociados al usuario⁷, las pérdidas estándar de energía o potencia⁸, y los costos estándares de inversión, operación y mantenimiento⁹, los cuales se calculan por separado dependiendo de las inversiones en líneas de media tensión y baja tensión, de los que resultan los VAD en Media Tensión (VADMT) y los VAD en Baja Tensión (VADBT).

Normativa Vigente

El marco regulatorio del sector eléctrico empezó con el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas en 1992, para fomentar la eficiencia económica, estableciendo los criterios de operación y responsabilidades de las empresas de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad y dando por terminado el monopolio que hasta ese entonces mantenía el Estado para las tres actividades del sector. En línea con esta ley, en el año 1997 se añadió al marco regulatorio la Ley N° 26876, Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico. Asimismo, con el objetivo de incentivar la inversión privada se promulgó en julio 2006 la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (2006), en la cual se establecen las bases para las licitaciones, las operaciones en el mercado de corto plazo, las responsabilidades del COES, y la segmentación por tipos de clientes libres y regulados.

Generación

Perú cuenta con centrales de generación eléctrica tanto de fuentes renovables (hidro, eólica, solar, bagazo y biogás) como no renovables (carbón, petróleo y gas natural). Históricamente la generación era aportada principalmente por las centrales hidroeléctricas; sin embargo, en pro de la diversificación de las fuentes de generación, se lograron instalar nuevas plantas termoeléctricas, en el marco de una nueva matriz energética.

Posteriormente, el Gobierno decidió promover el uso de energías renovables no convencionales a través de las subastas RER (Recursos Energéticos Renovables), lo que ha promovido el ingreso al mercado de nuevas plantas eólicas y solares, cabe destacar que, debido a su mayor coste, estas energías reciben un subsidio para poder operar. Hasta la fecha se han realizado cuatro subastas RER, la última realizada en 2016, y se espera que una quinta subasta sea convocada por el Ministerio de Energía y Minas; sin embargo, aún no hay fecha para ello. Cabe recordar que, para promover este tipo de tecnología, en las subastas se garantizaba un precio por generación para los próximos 20 años. En la medida que el costo de generación de estas tecnologías se fue reduciendo, el precio garantizado registró la misma tendencia. Así, en 2010 los precios de la energía solar eran de 120 US\$/MWh, y la eólica de 80 US\$/MWh, mientras que para la cuarta subasta (con precios de 2015), el precio de la energía eólica era de 37 US\$/MWh y la solar de 48 US\$/MWh. Con ello, las tecnologías renovables se han vuelto muy competitivas, por lo que ya no se acogen al DL 1002 del 2008 que introdujo las subastas RER. Recientemente, Enel culminó su central eólica Punta Lomitas (260 MW), la cual tendría un costo producción de US\$ 40 MWh, por lo que podrían competir directamente en el mercado.

A diciembre de 2021, la potencia efectiva ofertada registró un crecimiento marginal en relación con diciembre 2020, alcanzando los 13,387 MW (dic-20: 13,279 MW), debido al crecimiento en centrales térmicas (+110.9 MW), contrarrestado la pequeña contracción de las centrales hidroeléctricas (-2.9 MW), mientras que en el resto de las tecnologías la oferta de potencia efectiva no registró variación significativa. Con ello el margen de reserva¹⁰ en diciembre se ubicó en 87%, superando la margen de reserva ideal de entre 30% y 40%. Cabe destacar que, en abril de 2021, el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) indicó

⁵ Build, Own, Operate and Transfer.

⁶ Remuneración Anual Garantizada.

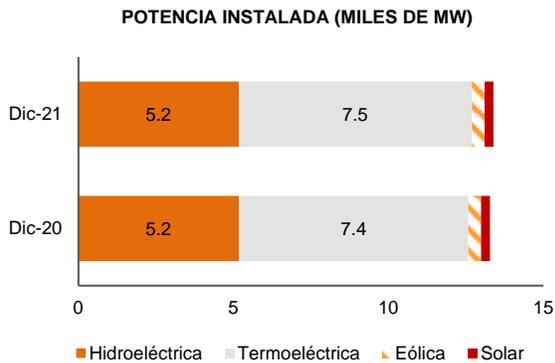
⁷ Incluye los pagos por lectura de medidor y factura.

⁸ Solo son reconocidas las pérdidas técnicas y no las pérdidas de otro tipo como los robos de energía.

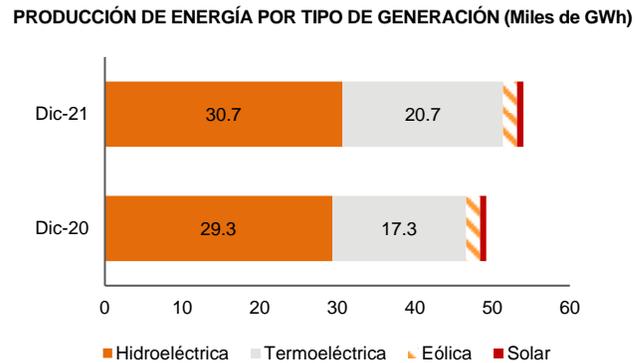
⁹ Incluye las inversiones eficientes, y los costos de operación, mantenimiento, gestión comercial y administración también eficientes.

¹⁰ El margen de reserva se encuentra dividiendo la reserva de potencia entre la máxima demanda del sistema. Cabe destacar que, en abril de 2021, publicó la Resolución Ministerial N° 130-2021-MINEM/DM, en la que establece el margen de reserva mínimo para el período mayo 2021 a abril 2022 es de 37.4%.

que la sobreoferta del mercado eléctrico llega al 80%, y que, del total de la oferta, sólo el 40% corresponde a centrales eléctricas de relativo bajo costo marginal¹¹.



Fuente: COES / Elaboración: PCR



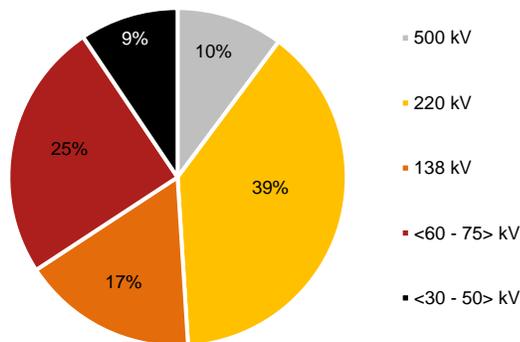
Fuente: COES / Elaboración: PCR

Transmisión

El subsector de transmisión contaba con un total de 29,067 km de líneas de transmisión¹² provistas por 22¹³ compañías, entre las que destacan, Red de Energía del Perú (5,158 km), Consorcio Transmantaro (3,967 km) y ATN (1,019 km). Debido a que la generación de energía eléctrica se concentra en el centro del país, estas compañías presentan una importante restricción para la distribución de energía hacia otras zonas del Perú. Las líneas de transmisión a nivel de nacional está compuestas por las líneas de alta tensión (tensión mayor a 36 kV hasta 220 kV¹⁴) un 80.4%, siendo las más empleadas las líneas de alta tensión de 220 Kv. Las líneas de alta tensión son empleadas para el transporte a largas distancias. Cabe destacar que el uso de una mayor tensión es necesario para reducir las pérdidas de energía.

Debido a la naturaleza del sector eléctrico, la expansión de la capacidad instalada y de su red de transmisión debe ser planificada con años de antelación en base a las proyecciones de consumo. En el caso de la red de transmisión, si bien ya se había identificado la necesidad de licitar proyectos de transmisión en el norte y el sur del país, el retraso en la adjudicación de los proyectos de transmisión viene generando problemas de congestión, es decir, no es posible transmitir toda la energía requerida por la demanda¹⁵, por lo que la falta de entrega de energía se está cubriendo localmente con la generación eléctrica a diésel, lo que eleva los costos de generación. Como se mencionó previamente, gran parte de la generación eléctrica del Perú se ubica en el centro del país, por lo que es necesario contar con una red de transmisión con la capacidad suficiente para poder llevar la energía a la zona que más lo demande. Los proyectos del Plan de Transmisión son elaborados por el COES en conjunto con el MINEM y su adjudicación es encargada de Proinversión; sin embargo, este último no ha podido colocar los proyectos en los plazos establecidos.

LONGITUD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN, POR NIVEL DE TENSIÓN



Fuente: MINEM / Elaboración: PCR

¹¹ Diario Gestión (27 de abril de 2021).

¹² Última información disponible al cierre de 2019. Anuario Estadístico de Electricidad (Minem).

¹³ Con información disponible al 31 de diciembre de 2019. Anuario Estadístico de Electricidad (Minem).

¹⁴ Código Nacional de Electricidad.

¹⁵ Diario Gestión (7 de marzo de 2022).

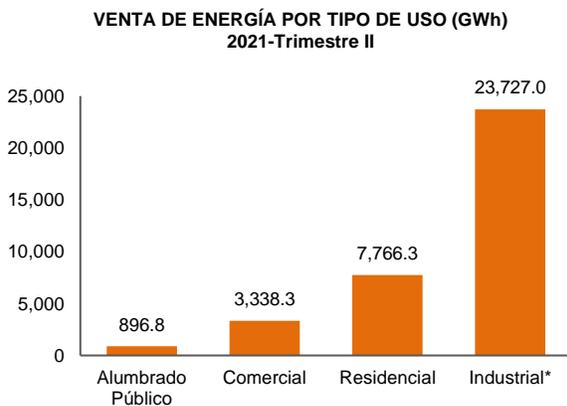
Distribución

A diferencia del subsector de generación, las compañías de distribución operan bajo un régimen de monopolio natural en una zona de concesión determinada a plazo indefinido. En el Perú existen 13¹⁶ compañías distribuidoras integrantes del COES, de las cuales 2 de ellas concentran más del 55% de la facturación anual, en vista a que suministran energía a Lima. Solo tres compañías pertenecen al sector privado, las restantes son propiedad del Estado.

Análisis Cuantitativo

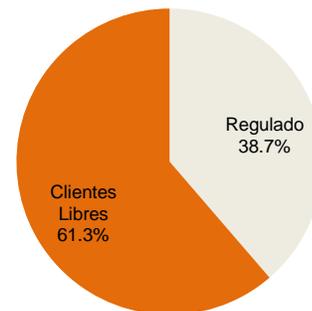
Producción y Costos

El desempeño del sector eléctrico presenta una alta correlación con el crecimiento de la economía (en la pandemia del COVID-19 se pudo apreciar rápidamente una caída del consumo de electricidad a los pocos días que el gobierno dictara las medidas de confinamiento), debido al importante peso de la demanda Industrial¹⁷ en el consumo eléctrico del país, el cual en el tercer trimestre de 2021¹⁸ explicó el 65.5% de la energía eléctrica vendida, seguida del Residencial (21.7%), Comercial (9.3%) y Alumbrado Público (2.5%). Así, si bien el consumo Residencial y de Alumbrado Público presenta una ligera tendencia positiva y estable, el consumo Industrial y Comercial están fuertemente correlacionados con la actividad económica. Por tipo de mercado, los Clientes Libres representa el 61.3% del total, mientras que los Regulados el 38.7%. Cabe destacar que los clientes regulados también están conformados por pequeñas y medianas empresas que no demandan un gran consumo de energía eléctrica. Sin embargo, es posible que en los próximos meses algunos se realicen cambios regulatorios que permitan a dichas empresas ingresar al mercado de clientes libres, por lo que la participación de los clientes regulados podría reducirse.



*/ Incluye minería, manufactura, pesca, hidrocarburos, entre otros.
Fuente: Osinermin / Elaboración: PCR

VENTA DE ENERGÍA POR TIPO DE MERCADO (Part. %)
2021-Trimestre II



Fuente: Osinermin / Elaboración: PCR

En 2021, la producción total acumulada por las empresas generadoras de energía eléctrica, las que a su vez son integrantes del COES, fue de 53,990 GWh, creciendo 9.8% con relación a 2020. El crecimiento fue explicado por el efecto rebote, luego que se levantaran las restricciones impuestas en el Estado de Emergencia a mediados de marzo de 2020, lo que provocó una significativa caída en la demanda a partir de las últimas dos semanas de marzo. Posteriormente, a partir del tercer trimestre de 2020, la demanda de energía eléctrica empezó a recuperarse, pero solo a partir de enero de febrero de 2021 se empezaron a registrar niveles superiores a los de prepandemia.

En los dos primeros meses del 2021, la generación eléctrica registró un retroceso, en parte explicado por el efecto estadístico, ya que tanto enero como febrero de 2020, fueron meses prepandemia. La cuarentena focalizada impuesta por el gobierno a finales de enero impactó negativamente en el consumo de energía eléctrica, afectando sobre todo el consumo en febrero (-5.4%). En marzo el consumo registró un incremento de 15.2%, sin embargo, ello fue producto de efecto estadístico debido a que se compara con febrero de 2020, mes en que se inició la cuarentena general en el Perú. Con ello, la generación eléctrica en el primer trimestre de 2021 registró un incremento de 2.5%. Para el segundo trimestre de 2021 la gran mayoría de actividades económicas operaban libres de restricciones (con excepción de las empresas relacionadas al sector de comercio retail, restaurantes, turismo y centros de entretenimiento), por lo que la producción registró un crecimiento de 31.1% (QoQ), mientras que, en el tercer trimestre, ya con demanda cercana a los niveles prepandemia, el crecimiento fue de 7.2% (QoQ), y en el cuarto trimestre ralentizó aún más, avanzando a penas 3.0% (QoQ).

En 2020, las centrales Termoeléctricas fueras que más redujeron su producción ante la menor demanda, y de la misma manera en 2021, estas fueron las que aportaron la mayor parte del crecimiento (+3,435.4 GWh), aunado al crecimiento de la generación en Hidroeléctricas (+1,346.9 GWh), mientras que las fuentes RER registraron crecimientos marginales. En cuanto al promedio

¹⁶ Última información disponible al cierre de 2019.

¹⁷ Incluye minería, manufactura, pesca, hidrocarburos, entre otros.

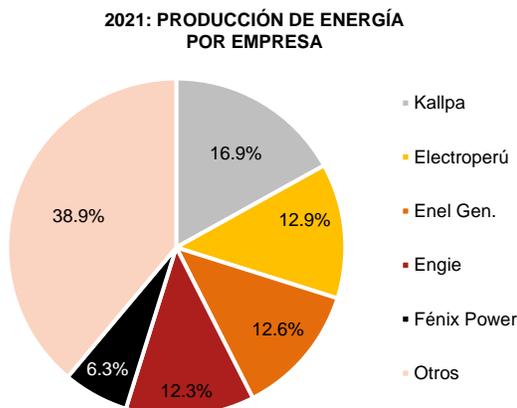
¹⁸ Última información disponible al 11 de abril de 2022.

mensual de la máxima demanda de potencia eléctrica del SEIN, ésta alcanzó los 6,907 MW a dic-21, mayor en 5.8% al nivel registrado en 2020.

En relación con los participantes del mercado de generación, a dic-21 el sector cuenta con 71 empresas generadoras de las cuales, cinco compañías produjeron 61.1% del total de energía eléctrica producida: Kallpa, Electroperú, Enel Generación, Engie y Fénix Power, representando el 16.9%, 12.9%, 12.9%, 12.3% y el 6.3% del total producido en el SEIN, respectivamente. Respecto al tipo de producción por tipo de generación, 56.8% fue de origen hidroeléctrico, 38.4% termoeléctrico, 3.3% eólico y 1.5% solar.

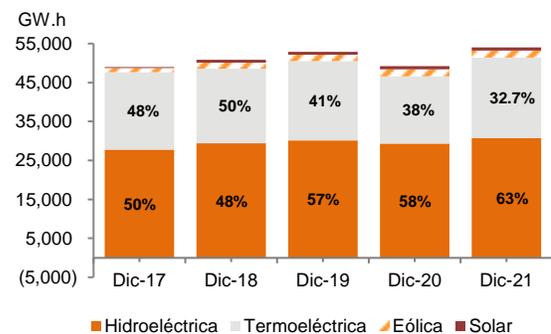
Proyecciones para 2022

En enero de 2022, el COES estimó que la producción eléctrica podría incrementarse en 7.8%¹⁹ en 2022, la cual podría ser una cota superior al crecimiento, ya que no se tiene previsto el ingreso de importantes proyectos que generen un incremento de la demanda. La proyección podría tener un ajuste a la baja, tomando en cuenta los conflictos sociales relacionados que generen la paralización de operaciones en minas, así como retrasos en el inicio de operaciones de las Refinería de Talara, el proyecto Quellaveco, y la culminación de las ampliaciones de Mina Justa, Toromocho y Aceros Arequipa. Para 2023, se estima un crecimiento de 4.1%, al no tener a la vista importantes proyectos que eleven la demanda.



Fuente: COES / Elaboración: PCR

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ANUAL POR TIPO DE GENERACIÓN



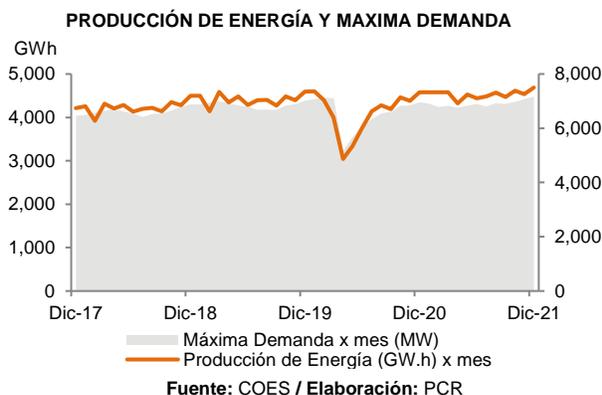
Fuente: COES / Elaboración: PCR

Costo marginal y precio en barra

En el mercado mayorista, el precio usado es el costo marginal, el cual es definido como el costo incurrido por el SEIN para proveer una unidad adicional de energía determinada cada 15 minutos, mientras que el precio en barra es la tarifa máxima establecida por el organismo regulador para el cálculo de los costos de generación de energía de los usuarios regulados. Cabe destacar que el costo marginal presenta una mayor variabilidad ya que se ajusta según las demandas de corto plazo de las distribuidoras y de los clientes libres.

A diciembre de 2021, la tarifa en barra se ubicó en 47.66 US\$/MWh, mayor en 7.1% a la tarifa de diciembre 2020 (44.51 US\$/MWh), mientras que el costo marginal de la barra de referencia (barra Santa Rosa 220 kV) se ubicó en 22.1 US\$/MWh, 1.3 veces el nivel de diciembre de 2020 (9.55 US\$/MWh). Por su parte, el costo marginal promedio (ene-dic) se ubicó en 17.29 US\$/MWh, significativamente superior a los 9.55 US\$/MWh registrado en 2020. De esta manera se aprecia un incremento en el costo marginal, el cual estaría convergiendo a los 30 US\$/MWh, precio de equilibrio de largo plazo para el mercado spot estimado para el mercado peruano, luego que dicho precio registrara un promedio de 10 US\$/MWh en los últimos años, debido a distorsiones en la declaración de costos variables de algunas empresas de generación a gas (las que tenían contratos de gas *take-or-pay* no declaraban dicho costo, pues lo consideraban un costo fijo). Para evitar ello, se modificó las normas para la declaración de los costos variables y como consecuencia se apreció un incremento del costo marginal registrado en el mercado.

¹⁹ Diario Gestión (20 de octubre de 2020).



En relación con el cálculo del costo marginal, este generó polémica en cuanto al proceso de clasificación del gas natural como un costo fijo por parte de las empresas termoeléctricas, debido a que estas contaban con contratos *take or pay*, por lo que no se consideran dentro del cómputo del costo marginal. Con ello, las térmicas declaraban un costo marginal menor al de las centrales hidroeléctricas, debido a ello el COES despachaba primero la energía de las térmicas, en perjuicio de las hidroeléctricas y otros tipos de tecnologías (solar y eólica).

En relación con ello, el Osinergmin señala que único impacto se observaría en el mercado *spot*, mientras que las tarifas de clientes regulados no se registraría ningún efecto. Es decir, la medida impactaría el costo de la energía para los clientes que contratan en el mercado de corto plazo, en el que participan generalmente grandes empresas.

Impacto del conflicto entre Ucrania y Rusia en los costos de producción de electricidad en el Perú

Como vimos en la sección de "Producción y Costos", la generación eléctrica del Perú es explicada en un 56.8% por plantas hidroeléctricas y 38.4% por plantas térmicas que usan como insumo el gas natural. Las plantas de carbón y diésel forman parte principalmente de la reserva fría del sistema eléctrico, es decir, solo se usan en caso de emergencia. Por lo tanto, el reciente incremento del precio internacional del petróleo no tiene un impacto significativo en los costos de generación eléctrica en el Perú, ya que no es un insumo para la producción de plantas hidroeléctricas, mientras que en el caso de las plantas térmicas a gas natural, su precio ya está fijado por un contrato de largo plazo, lo que el incremento en el precio internacional de gas natural tampoco tiene un impacto en el costo del gas natural empleado por las térmicas.

Tendencias del precio del mercado libre

En cuanto al impacto en el precio en el mercado *spot*, el Osinergmin estima que se podría elevar a 25 US\$/MWh. Cabe recordar que, en los últimos años, algunos clientes libres decidieron culminar sus contratos de suministro de largo (PPA) y decidieron adquirir su energía en el mercado *spot*. Ello debido a que en promedio el precio de los contratos PPA es de 35 US\$/MWh, mientras que en el mercado *spot*, el precio era de 10 US\$/MWh. Con el cambio en el precio en el mercado *spot*, existirían menos incentivos para abastecerse en el mercado de corto plazo, y a su vez se incentiva a firmar contratos PPA. Ello adicionalmente ayudaría a que se concreten mayores inversiones en nueva generación, ya que los precios de la energía estarían convergiendo a los precios estimados para el largo plazo.

Impacto de la posible renegociación del contrato de Camisea en el mercado spot

El gas natural es el principal insumo para las centrales térmicas, las cuales representa más del 50% de la capacidad instalada y cerca del 40% de la producción eléctrica. Actualmente, el precio en el mercado *spot* reflejan los costos variables del productor más eficiente. En el mercado peruano, las centrales térmicas de ciclo combinado a gas son las más eficientes, en parte por el competitivo precio del gas natural al que tienen acceso. A la fecha, el abastecimiento de gas natural proviene del yacimiento de Camisea, y además ya se tiene comprometida la mayoría de sus reservas para la generación eléctrica en los próximos años. Si el Perú no eleva sus reservas de gas natural, y que estas a su vez se puedan ofrecer a precios competitivos, ello implicaría que los costos de las centrales térmicas se elevarían en el futuro y con ello se elevaría la probabilidad que se tengan que encender las centrales de Diesel o carbón, lo cual elevaría significativamente el costo marginal. Las medidas del Gobierno, al intentar intervenir y modificar el contrato con el consorcio Camisea, no ofrecen buenas señales a los inversionistas, sobre todo en el sector de hidrocarburos peruano, el cual ha visto reducida significativamente el nivel de inversión en exploración en los últimos años.

Impacto del proyecto para eliminar la tercerización en la prestación de servicios públicos

El Decreto Supremo N° 001-2022-TR presentado por el Ministerio de Trabajo (MTPE) pretende eliminar parcialmente la tercerización laboral, la cual incluye a las empresas de servicios públicos, lo que incluye a toda la cadena de la industria de energía eléctrica. De aprobarse la norma, según la Sociedad Nacional de Energía Petróleo y Energía (SNMPE), ello generaría un incremento en las tarifas eléctricas ya que las empresas de servicios públicos hacen uso de servicios tercerizados para

algunas de sus actividades operativas (como mantenimiento de equipos), ya que este esquema genera mayor especialización y eficiencia en costos para la determinación de las tarifas²⁰.

Tendencias del precio del mercado spot en el largo plazo

Cabe destacar que, hasta inicios de 2019, el SEIN estimaba que a partir de 2022 la demanda eléctrica de producto de los nuevos proyectos mineros haría necesario el encendido de centrales a diésel, lo que elevaría el costo marginal a más de 150 US\$/MWh. Con dicha información, los clientes libres tomaban contratos de mediano y largo plazo con las empresas distribuidoras y generadoras a cerca de US\$ 40 MWh, cubriéndose ante posibles incrementos en el mercado *spot*.

En noviembre de 2021, el presidente del COES, César Butrón (presidente del COES) indicó que la fase de bajos precios del mercado *spot* podría acabar en los siguientes años si no ingresa nueva oferta²¹. Ello también va a depender si se hace efectiva la entrega de gas natural al nodo sur. Con ello, podrían ingresar al sistema 1,500 MW a bajo costo, lo cual alcanzaría para abastecer la demanda hasta el 2032. Sin embargo, de concretarse dicho escenario, se requerirían nuevas inversiones, las cuales podrían ingresar en 2026, siendo las opciones más probables las tecnologías eólicas y solares, pues demandan un menor costo de inversión por MW. Un punto a destacar es que el Perú viene gozando de un precio barato de la energía eléctrica, en el que el precio del mercado *spot* promediaba los 10 US\$/MWh en los últimos años y que en 2021, con el cambio en la metodología de declaración de los costos variables, está convergiendo a los 30 US\$/MWh, si bien es un incremento significativo, en realidad está convergiendo a su precio de equilibrio de largo plazo, y es además mucho menor al precio en otras latitudes (en España, el precio mayorista de la electricidad alcanzó un nuevo récord en febrero de 2022, ubicándose en 302 EUR/MWh). Estos precios baratos de la electricidad se podrían acabar en 2026 al ritmo que va incrementándose la demanda, según las estimaciones del COES, si para dicha fecha no se ha incrementado la oferta con costos variables competitivos. En el caso de no concretarse el ingreso de dichos nuevos proyectos, el costo de la generación podría subir de 30 US\$/MWh a 150 US\$/MWh.

Tendencia en el precio del mercado regulado

En el mercado regulado, los contratos de compraventa suscritos hace diez años, comenzarán a vencer en 2021, por lo que se tendría que convocar a nuevas licitaciones, ello potencialmente podría significar una reducción de la tarifa en el mercado regulado de hasta 10%²². Ello se podría lograr introduciendo modificaciones a las normas que regulan las licitaciones del sector eléctrico, por el cual permita competir a las tecnologías de generación renovable no convencionales (eólicas y solares) en dichas licitaciones. Para ello se tendría que cambiar la regulación para que contemple la compraventa de energía en tres bloques, y sobre todo separar la potencia (o capacidad instalada firme) en un bloque, mientras que la generación de energía se transaría en otro bloque. En la regulación actual se exige que la empresa tenga una potencia firme las 24 horas; sin embargo, las generadoras eólicas y las solares no pueden ofrecer una potencia firme ya que su producción depende del clima; ello se podría superar en el futuro con el uso de baterías de almacenamiento, pero por el momento su uso no es masivo en el mercado local.

Finalmente, en febrero de 2022 el Congreso aprobó el proyecto de Ley que modifica el Fondo de Compensación Social Eléctrico (FOSE) con el objetivo de incrementar los subsidios cruzados y así reducir las tarifas para las familias de menores recursos económicos. De esta manera se incrementaría en 2.5% los precios de energía para los clientes libres, mientras que se reduciría la tarifa para los usuarios regulados que consuman hasta 140 KWh/mes (actualmente es solo hasta 100 KWh/mes)²³.

Mercado de distribución

Las empresas de distribución tienen como principales clientes a los llamados Clientes Regulados, los cuales en su gran mayoría son los Clientes Residenciales. Además, también atienden a clientes Comerciales y Clientes Libres.

Debido a que el *core* de sus ingresos están relacionados a los Clientes Residenciales, las empresas de distribución cuentan con una mayor estabilidad en su demanda, gozando además de un crecimiento vegetativo en línea con el crecimiento de la población.

Dentro de las principales empresas de distribución, destacan las dos compañías que se dividen el suministro de la ciudad de Lima. Así, con cifras al tercer trimestre de 2021, Enel Distribución, que tiene la concesión del norte de la capital, obtuvo una participación de 30.7%, mientras que Luz del Sur, que tiene la concesión en el sur de la capital, obtuvo una participación del 25.7%. Es decir, ambas empresas en conjunto representan el 56.3% del mercado de distribución.

Uno de los efectos ocasionado por la pandemia fue la reducción de la demanda de los Clientes Comerciales, los cuales hasta diciembre de 2021 retornar a niveles de consumo previos a la pandemia, debido a que no están autorizados a operar al 100% de su capacidad; sin embargo, con el levantamiento del toque de queda en febrero de 2022, la demanda de estos clientes se

²⁰ Diario Gestión (26 de febrero de 2022).

²¹ Diario Gestión (21 de noviembre de 2021).

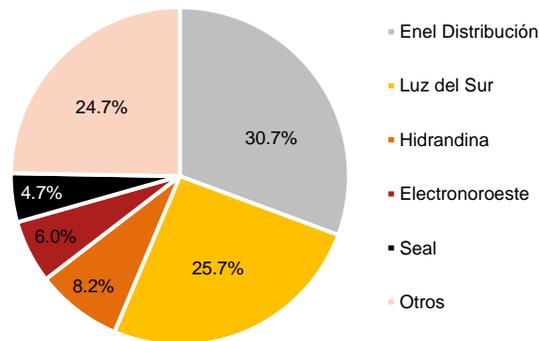
²² Diario Gestión (14 de octubre de 2020).

²³ Diario Gestión (6 de enero de 2022).

podría elevar, pero sin alcanzar aún los niveles prepandemia. Por el lado de los Clientes Libres, estos registraron una caída del consumo en el segundo trimestre del 2020, recuperando su consumo en los trimestres siguientes. Finalmente, en el caso de los clientes Residenciales, estos mantuvieron su nivel de consumo.

Para las empresas distribuidoras, el principal reto que debían enfrentar a raíz de la pandemia era que no se rompa la cadena de pagos del sector eléctrico, el cual tiene su primer eslabón en el cobro de las facturas a sus clientes. Debido a las restricciones de movimiento impuestos por la pandemia, así como el menor número de agencias para realizar el pago físico de los recibos, el cobro de los recibos registró una caída significativa en el segundo trimestre del 2020. En ese momento se trazaron dos estrategias complementarias para resolver el problema de cadena de pagos. En primer lugar, las empresas distribuidoras consiguieron financiamiento de corto plazo para hacer frente al menor ingreso de la cobranza de recibos. En segundo lugar, el Gobierno propuso un mecanismo para que las empresas distribuidoras puedan prorratear en los siguientes recibos, los pagos no realizados en los primeros meses de la pandemia. Conforme el Gobierno levantaba las restricciones de movilización, también lo hacían las agencias para realizar el pago presencial, con lo que el cobro de los recibos empezaba a retornar a niveles previos a la pandemia, con los que las empresas de distribución habrían superado el potencial problema de liquidez que enfrentaban al inicio de la pandemia.

VENTA DE ENERGÍA EN EL MERCADO DE DISTRIBUCIÓN POR EMPRESA (GWh) 2021-Trimestre III



Fuente: Osinergmin / Elaboración: PCR

Conclusiones y Perspectivas

El sector de distribución de energía está compuesto por diversos concesionarios, los cuales tienen el monopolio a perpetuidad para la distribución de la energía en sus respectivas áreas concesionadas. En el Perú, la mayor parte de las distribuidoras son empresas públicas, las cuales prestan el servicio en la mayoría de las provincias del país.

La cuarentena focalizada impuesta por el gobierno a finales de enero impactó negativamente en el consumo de energía eléctrica, afectando sobre todo el consumo en febrero (-5.4%). En marzo el consumo registró un incremento de 15.2%, sin embargo, ello fue producto de efecto estadístico debido a que se compara con febrero de 2020, mes en que se inició la cuarentena general en el Perú. Con ello, la generación eléctrica en el primer trimestre de 2021 registró un incremento de 2.5%. Para el segundo trimestre de 2021 la gran mayoría de actividades económicas operaban libres de restricciones (con excepción de las empresas relacionadas al sector de comercio retail, restaurantes, turismo y centros de entretenimiento), por lo que la producción registró un crecimiento de 31.1% (QoQ), mientras que, en el tercer trimestre, ya con demanda cercana a los niveles prepandemia, el crecimiento fue de 7.2% (QoQ), y en el cuarto trimestre ralentizó aún más, avanzando a penas 3.0% (QoQ). De esta manera la producción de energía eléctrica en 2021 fue de 53,990 GWh, creciendo 9.8% con relación a 2020.

Si bien el COES como el MINEM cuentan con un plan para la expansión de la red de transmisión para poder atender el crecimiento de la demanda proyectada. Proinversión no ha podido adjudicar los proyectos en los plazos establecidos. Por lo que en zonas del norte y sur del país, parte de la demanda ha tenido que ser atendida por centrales a diésel, de mucho mayor costo que una central hidráulica o térmica. Ello encarece el costo final de la energía y es sumamente ineficiente, tomando en cuenta que el Perú cuenta con exceso de capacidad instalada.

En marzo de 2021, el Osinergmin presentó su proyecto de modificación en el cual establece que para la determinación del precio unitario por suministro de combustible (gas natural), no se deberá considerar la información contenida en los comprobantes de pago referidas a las cláusulas *take or pay*. De esta manera no serían, costo del gas natural a través de los contratos *take or pay* ya no serían considerados costos fijos y pasarían a ser considerados costos variables, y por tanto parte del costo marginal. La propuesta fue aprobada y tuvo un rápido impacto en el mercado *spot*, ya que el costo marginal pasó de registrar un promedio de 10 US\$/MWh en los últimos años, a alcanzar los 27.7 US\$/MWh en setiembre y luego cayó a 22.0

US\$/MWh. Si bien viene registrando cierta volatilidad, también se aprecia que viene convergiendo a los 30 US\$/MWh, el cual se estima es su precio de equilibrio de largo plazo.

A pesar de que actualmente existe una importante sobreoferta en el mercado eléctrico peruano, el COES estima que el costo marginal podría elevarse significativamente en los próximos años, si no se concreta el ingreso de nueva oferta. Ello debido a la previsión del ingreso de importantes proyectos mineros en los próximos años (la minería es uno de los principales demandantes de energía eléctrica). Si no se concreta el ingreso de nueva oferta a costos competitivos, el costo marginal podría elevarse de 30 US\$/MWh registrados actualmente, hasta los 150 US\$/MWh a partir de 2026.

El conflicto entre Ucrania y Rusia, ha tenido un impacto significativo en los mercados internacionales de hidrocarburos y energía, sobre todo en Europa. El conflicto disparó el precio del petróleo y gas natural. Estos productos son insumos importantes para la generación eléctrica en Europa, por lo que el precio del servicio de electricidad ha alcanzado niveles máximos. En el caso del Perú, el impacto en el mercado eléctrico es limitado ya que las plantas de carbón y diésel forman parte principalmente de la reserva fría del sistema eléctrico, es decir, solo se usan en caso de emergencia. Por lo tanto, el reciente incremento del precio internacional del petróleo no tiene un impacto significativo en los costos de generación eléctrica en el Perú, ya que no es un insumo para la producción de plantas hidroeléctricas, mientras que en el caso de las plantas térmicas a gas natural, su precio ya está fijado por un contrato de largo plazo, por lo que el incremento en el precio internacional de gas natural tampoco tiene un impacto en el costo del gas natural empleado por las térmicas.

Bibliografía y/o Fuentes

- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional - COES (2021). Boletines Mensuales. Disponible en: <http://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Boletines/>
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional – COES (2021). Informes de Evaluación Mensual. Disponible en: <http://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/Informes/EvaluacionMensual>
- Instituto Nacional de Estadística e Informática – INEI (2021). Informe Técnico – Producción Nacional Disponible en: <https://www.inei.gob.pe/biblioteca-virtual/boletines/produccion-nacional/1/>

Anexo

Generación Eléctrica (GWh)	Dic-17	Dic-18	Dic-19	Dic-20	Dic-21
Hidráulica	27,741	29,358	30,168	29,318	30,664
Térmica	19,898	19,220	20,313	17,288	20,723
Eólica	1,065	1,494	1,646	1,803	1,801
Solar	288	745	762	778	802
Total	48,993	50,817	52,889	49,187	53,990
Principales Indicadores					
Costo marginal (US\$/MWh)	8.0	8.5	6.8	9.5	22.1
Tarifa en barra (US\$/MWh)	43.0	43.5	45.9	44.5	47.7
Máxima Demanda (GW.h)	6,462	6,885	7,018	6,960	7,173