

El vínculo entre minería, energía e industria

EN EL PERÚ

MANUEL RUIZ*

La minería es la principal demandante en el mercado de energía eléctrica en el Perú. A su vez, la producción de energía eléctrica es la principal actividad que demanda gas natural, cuya extracción y transporte presenta economías de escala. En este artículo se muestra que el impulso a proyectos mineros y el subsecuente crecimiento de la minería contribuirían a reducir los costos medios para expandir los ductos de gas, posibilitando un mayor acceso a menores precios de otras industrias a esta fuente de energía.



* Especialista sénior, Departamento de Políticas Estructurales del BCRP
manuel.ruiz@bcrp.gob.pe

El aporte de la minería a la economía nacional es conocido. Por ejemplo, la minería representa más del 60 por ciento en promedio de las exportaciones peruanas, casi el 9 por ciento en promedio del producto bruto interno y más del 13 por ciento en promedio de los ingresos tributarios recaudados de 2021 a 2023. Este artículo aborda un aporte poco estudiado de la minería: su rol para propiciar ahorros de costos de la energía para otras industrias, la cual, con un impulso adecuado, podría contribuir a la industrialización del país, generando eslabonamientos hacia atrás.

LA IMPORTANCIA DE LA MINERÍA EN EL SECTOR ELÉCTRICO

Los clientes libres mineros son los principales consumidores de energía eléctrica¹. Como se observa en el Cuadro 1, en el periodo 2013-2022, ellos representaron más de la mitad del consumo del total de los clientes libres (más del 54 por ciento) y pasaron de 24 por ciento a 34,1 por ciento del consumo total de usuarios (libres y regulados). Por tanto, la minería aporta un importante volumen de consumo, crucial para la rentabilidad y sostenibilidad del sector eléctrico.

En la composición de la máxima demanda en hora punta, la minería es la actividad económica que representa más de 75 por ciento del total entre los grandes usuarios libres². A su vez, la participación de la minería en la máxima demanda total pasó de 18,1 en 2013 a 28,4 por ciento en 2023 (Gráfico 1). En el mismo periodo, la contribución de la minería a la variación de la máxima demanda en hora punta ha explicado

CUADRO 1 ■ Consumo de electricidad por tipo de consumidor (GWh)

Consumo	2013		2022	
	GWh	Peso %	GWh	Peso %
Cientes Libres	15 841	44,3	31 613	62,8
- Minería	8 565	24,0	17 175	34,1
- Manufactura	6 710	18,8	10 408	20,7
- Otros	566	1,6	4 030	8,0
Usuarios Regulados	19 878	55,7	18 699	37,2
- Alumbrado Público	854	2,4	1 178	2,3
- Industriales	3 354	9,4	2 460	4,9
- Comerciales	7 302	20,4	4 741	9,4
- Residenciales	8 368	23,4	10 320	20,5
TOTAL	35 719	100,0	50 312	100,0

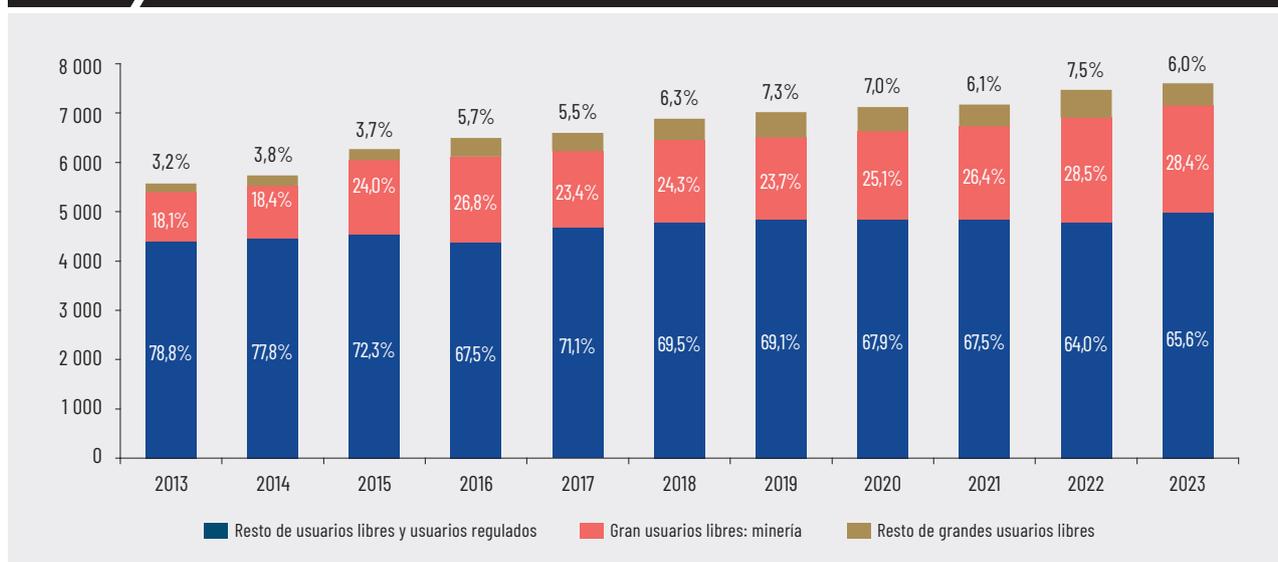
NOTA: LOS DATOS DE MINERÍA, MANUFACTURA Y OTROS DENTRO DEL RUBRO DE CLIENTES LIBRES SON DATOS APROXIMADOS CON BASE EN LAS PARTICIPACIONES REGISTRADAS EN LOS BOLETINES ANUALES DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD PUBLICADOS POR EL OSINERGMIN. PARA EL AÑO 2022 SE UTILIZARON LAS PARTICIPACIONES DEL BOLETÍN ANUAL DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD DE 2021.

FUENTE: ANUARIOS ESTADÍSTICOS Y BOLETINES ANUALES DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD DE LOS AÑOS CORRESPONDIENTES PUBLICADOS POR OSINERGMIN.

en promedio 1,8 puntos porcentuales del crecimiento promedio anual de 2,3 por ciento de esta variable en el periodo 2014-2022 (Gráfico 2).

Por su parte, el sector eléctrico es el principal consumidor de gas natural³. A nivel nacional, el consumo del gas natural ascendió a 1 202 millones de pies cúbicos

GRÁFICO 1 ■ Composición de la máxima demanda en hora punta (MW)



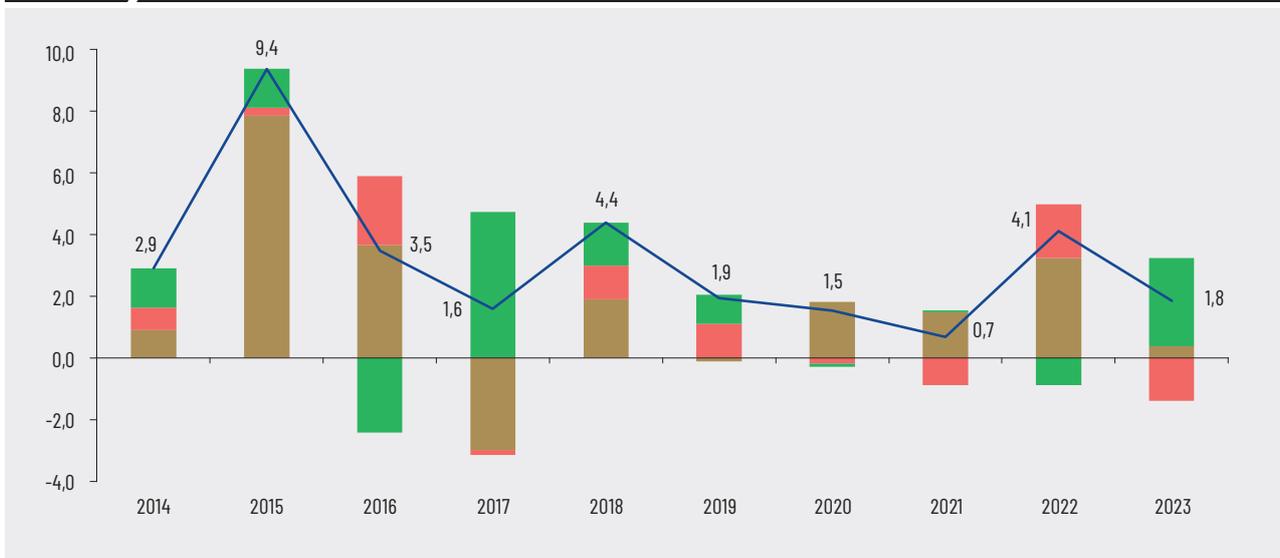
FUENTE: COES.

1 Para una explicación más detallada de la diferencia entre clientes libres y usuarios regulados, además de otras definiciones, véase Ruiz (2021).

2 Usuarios libres con una potencia contratada igual o superior a 10 MW, o agrupaciones de usuarios libres cuya potencia contratada total sume por lo menos 10 MW.

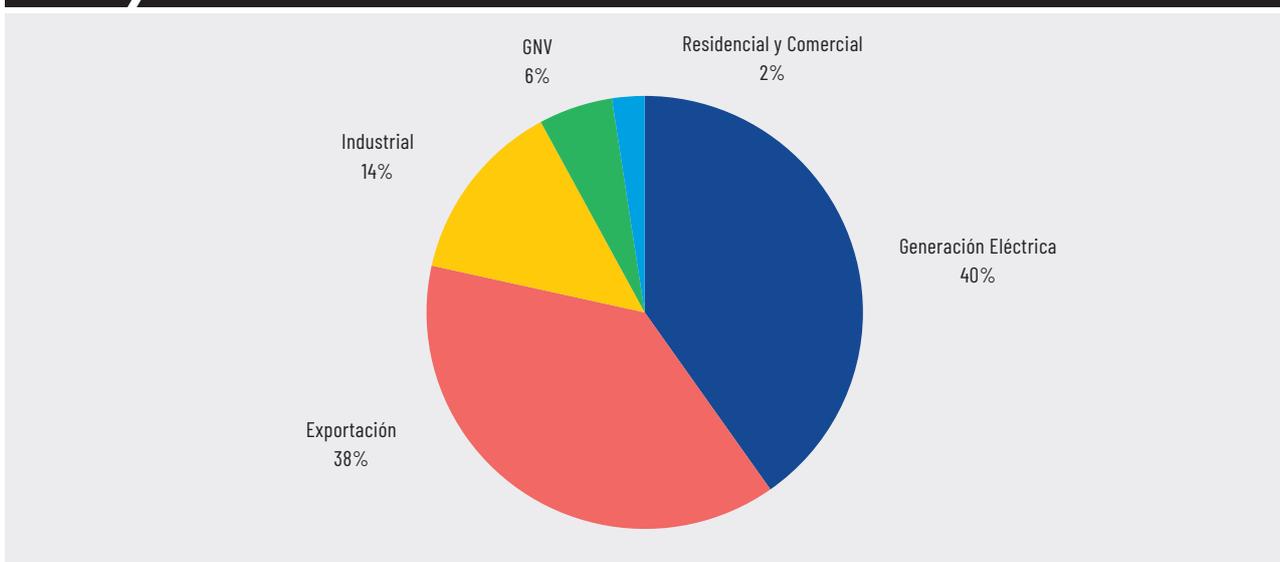
3 Para una explicación más detallada de la interrelación entre ambos sectores, véase Ruiz (2021).

GRÁFICO 2 ■ Contribución y variación porcentual de la máxima demanda en hora punta (%)



FUENTE: COES.

GRÁFICO 3 ■ Participación en el consumo de gas natural en 2022



FUENTE: PROMIGAS (2023).

cos diarios (MMPCD) en 2022. El 40 por ciento correspondió al sector eléctrico.

LA DEMANDA Y EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL

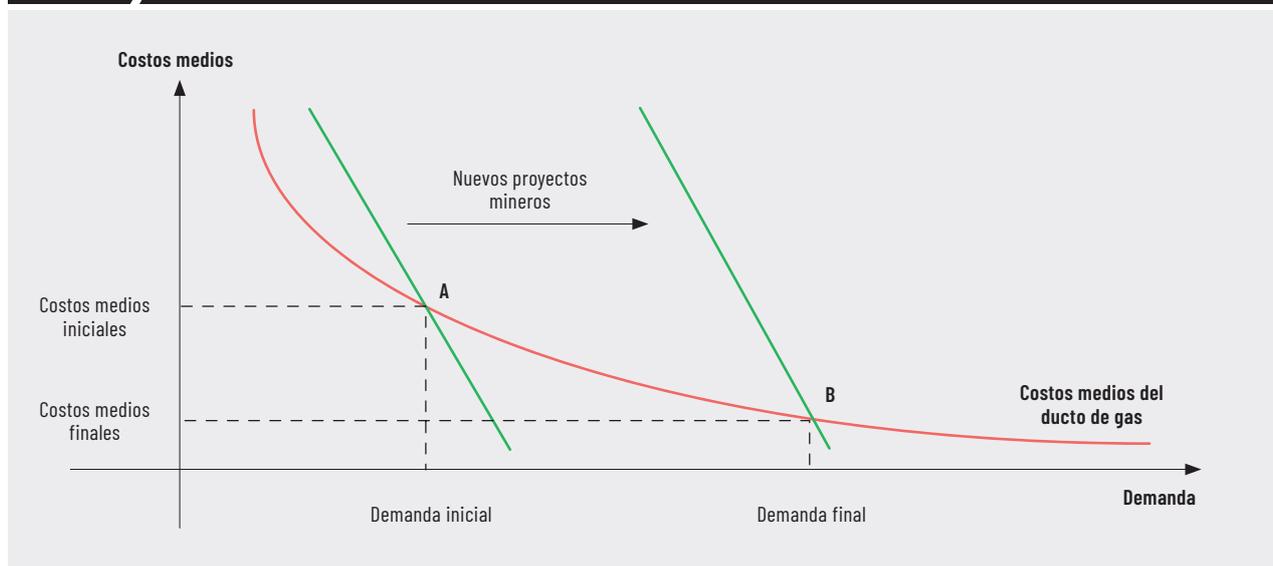
Como la minería demanda un gran volumen de energía eléctrica para sus operaciones (por ejemplo, trituración, molienda y procesamiento de minerales), la producción de electricidad debe cubrir esa demanda. La participación de la producción de electricidad que utilizó el gas natural de Camisea para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) ha llegado a, por lo menos, un tercio del total producido de 2013 a 2023,

al registrar un promedio de casi 40 por ciento en dicho periodo, de acuerdo con los datos del COES.

Según los anuarios estadísticos del Osinergmin de 2013 a 2022, el principal uso del gas natural que proviene de Camisea, sin considerar sus exportaciones, fue la generación eléctrica. Esta representó casi 60 por ciento del volumen de gas destinado para el mercado interno en dicho periodo. Además de la generación eléctrica, hay grandes compañías manufactureras que utilizan el gas natural de Camisea y que en promedio de 2013 a 2022 representaron el 8,1 por ciento de la demanda de gas⁴.

⁴ En 2022, estas fueron Alicorp S.A.A., Cerámica Lima S.A., Cerámica San Lorenzo S.A.C., Owens-Illinois Perú S.A., Sudamericana de Fibras S.A., Unión Andina de Cementos (Unacem) y Productos Tissue del Perú S.A.C.

GRÁFICO 4 ■ Mercado de gas natural: reducción de los costos medios del ducto de gas natural ante la entrada de proyectos mineros



La demanda de gas por parte de las generadoras térmicas permitió la viabilidad del ducto de gas natural actual construido por la empresa Transportadora del Gas del Perú (TGP). Al ser este ducto un monopolio natural, su tarifa es regulada y se calcula como un costo medio, es decir, como el cociente entre el costo del servicio y la demanda, considerando una tasa de descuento⁵. Sin embargo, para evitar que el inversionista asuma un mayor riesgo en los primeros años antes de que se demande toda la capacidad del ducto, la Ley 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural de junio de 1997, creó el esquema de garantías de la red principal (GRP) para otorgar ingresos garantizados al inversionista, siendo una de las condiciones que por lo menos 50 por ciento de la capacidad garantizada de los ductos esté destinada a los generadores eléctricos. Esta se cobraría como cargo adicional en el componente de transmisión principal de las tarifas eléctricas.

De esta manera, TGP enfrentó un menor riesgo de demanda. La GRP estuvo vigente desde noviembre de 2002 hasta mayo de 2009, equivaliendo a 0 desde ese entonces hasta extinguirse en 2012. El tiempo de vigencia de la GRP fue menor que el esperado, debido al rápido crecimiento de la demanda de gas natural

por parte de los generadores eléctricos y el resto de consumidores⁶.

La tarifa de distribución de gas, segmento que también es un monopolio natural, se determina mediante un esquema de regulación de empresa modelo eficiente, como el cociente de la suma de la anualidad de los costos de inversión y los costos de operación y mantenimiento, por un lado, y la demanda, por otro lado. Por tanto, la demanda de gas de los generadores eléctricos impulsada por la demanda de electricidad de la minería reduce las tarifas de transporte y distribución de gas natural y hace viable la construcción de ductos no solo para la electricidad, sino también para atender a empresas industriales del país.

En una industria con economías de escala, los costos medios son decrecientes. Esto aplica al transporte de gas natural con ductos. El Gráfico 4 ilustra cómo la mayor demanda de gas (por ejemplo, por la entrada de proyectos mineros) reduciría el costo medio de transporte de gas.

DE CÓMO LA MINERÍA CONTRIBUYE A UNA MAYOR RENTABILIDAD DE LA INDUSTRIA VÍA REDUCCIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS

Otro beneficio de la minería consiste en que, si esta se expande, la máxima demanda proyectada se incre-

5 La tasa de descuento fue fijada en la Ley de Concesiones Eléctricas en un nivel de 12 por ciento. Se utiliza para traer a valor presente tanto los costos fijos futuros (numerador) como la máxima demanda proyectada (denominador).

6 En 2018, la empresa Mott MacDonald Limited hizo una consultoría para Proinversión y concluyó que era mejor mantener el trazo original del proyecto "Mejoras en la Seguridad Energética del País y Desarrollo del Gasoducto Sur Peruano" para proveer de gas natural al nodo energético del sur (dos centrales térmicas localizadas cada una en Arequipa y Moquegua), además de gasoductos regionales en Abancay, Juliaca, Juliaca, Arequipa, Moquegua y Tacna. En dicho proyecto se estableció un suministro firme o seguro de gas natural proveniente del lote 88 de 400 MPPCD, de los cuales el 57,5 por ciento correspondía a la generación eléctrica; el 30 por ciento, a la petroquímica; y el 12,5 por ciento, a la industria. Asimismo, la demanda inicial estimada era compuesta principalmente por generadores eléctricos, además de clientes industriales. Por tanto, la generación eléctrica, impulsada por la minería, es crucial para la viabilidad de nuevos ductos.

menta y, *ceteris paribus*, caerían las tarifas eléctricas, a través de una menor tarifa de transmisión principal,⁷ lo cual beneficiaría a los usuarios regulados industriales, comerciales y residenciales. Por ejemplo, Osinergmin define a los usuarios regulados industriales como aquellos usuarios con un consumo de energía eléctrica de 500 MWh. Una aproximación de la variación porcentual de la tarifa industrial regulada en Lima Norte, debido a un aumento de la máxima demanda, está dada por la siguiente fórmula regulatoria simplificada para este artículo:

$$\Delta\% \text{Tarifa Industrial Regulada} \cong -\alpha \frac{\Delta\% \text{Máxima Demanda}}{2}$$

donde α es la multiplicación de parámetros establecidos por el Osinergmin, y que resulta en un número entre 0,1 y 0,2⁸. Por ejemplo, si la máxima demanda aumenta en 6,4 por ciento, es decir, si aumenta en casi 500 MW, se estima que las tarifas industriales caerían en 0,34 por ciento.

Como referencia, la demanda de electricidad por parte del proyecto minero Quellaveco (Angloamerican) se estima en aproximadamente 163 MW para el año 2024. Por ende, el ingreso en operación de proyectos mineros grandes contribuiría a una reducción de las tarifas eléctricas⁹.

COMENTARIOS FINALES

El presente artículo muestra evidencia de los eslabonamientos hacia atrás de la minería por su alta demanda de electricidad, la cual a su vez induce una mayor demanda de gas natural. Este impulso contribuiría a la viabilidad económica de la construcción de nuevos ductos para el transporte de gas natural, la cual tendría un efecto favorable de mayor acceso para el sector



El presente artículo muestra evidencia de los **eslabonamientos hacia atrás de la minería por su alta demanda de electricidad, la cual a su vez induce una mayor demanda de gas natural.**



industrial. Asimismo, la reducción de tarifas eléctricas vía incrementos de la máxima demanda permitiría que disminuyan los costos para las empresas industriales reguladas. Con ello, la minería puede contribuir a una expansión de la industria, constituyendo una actividad complementaria a la industrialización en el Perú.

REFERENCIAS

- **Comité de Operaciones Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) (s.f.).** <https://www.coes.org.pe/Portal/home/>
- **PROMIGAS (2023).** *Informe del Sector Gas Natural en el Perú, Cifras 2022.*
- **Ruiz, E. (2021).** La generación eléctrica en el Perú y su relación con el mercado de gas natural. *Moneda*, 188. BCRP. <https://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Revista-Moneda/moneda-188/moneda-188-13.pdf>
- **Ruiz, E. (2022).** ¿Cómo se forman las tarifas eléctricas residenciales? *Moneda*, 190. BCRP. <https://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Revista-Moneda/moneda-190/moneda-190-06.pdf>
- **Ruiz, E. (2023).** Las tarifas eléctricas residenciales en las regiones del Perú. *Moneda*, 196. BCRP. <https://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Revista-Moneda/moneda-196/moneda-196-12.pdf>
- **Tamayo, J., Salvador, J., Vásquez, A., & García, R. (2014).** *La industria del gas natural en el Perú: A diez años del proyecto Camisea.* Osinergmin. <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/607081/Libro-Industria-Gas-Natural-Peru-10años-Camisea.pdf>

7 Para una explicación más detallada del impacto de la máxima demanda en las tarifas eléctricas residenciales, véase Ruiz (2022).

8 La variación se asume manteniendo los parámetros constantes, entre ellos en el correspondiente al Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE); véase Ruiz (2023). Es decir, para los meses de febrero, agosto y noviembre, donde la proyección de la máxima demanda cambia y también lo hacen los cargos adicionales del segmento de transmisión principal, se mantienen fijos dichos parámetros.

9 Existen regiones que forman parte de sistemas aislados y no pagan tarifas de transmisión. Sin embargo, existe un subsidio cruzado que reduce las diferencias entre las tarifas residenciales entre las regiones (el MCTER). Para una explicación más detallada del MCTER, véase Ruiz (2023). No obstante, cabe advertir que en marzo de 2024 el COES redujo su proyección de demanda minera de electricidad para todo el año 2024 en más de 80 por ciento. Las menores previsiones de demanda minera no contribuyen al dinamismo de los sectores electricidad, gas natural ni a la disminución de las tarifas eléctricas.