

TRIBUNA LIBRE

Exceso de oferta, el doble costo de la energía renovable

Un atributo común de los sistemas eléctricos con niveles crecientes de penetración de Energía Renovable Variable (ERV), eólica y solar fotovoltaica, es un aumento en la frecuencia y magnitud de la energía que se pierde o vierte. El vertimiento es una reducción en el suministro de energía, causado por una oferta de generación que excede la demanda, o bien, por la existencia de restricciones operativas que impiden que se utilice toda la energía disponible, siendo la más común, la falta de líneas.

A medida que aumenta la penetración de la ERV, la proporción de generación restringida también crece; sin embargo, se puede mantener en niveles bajos. En España, Alemania y Reino Unido, con penetración de ERV similar a Chile -entre 30% y 40% del total de la producción de electricidad-, las tasas de vertimiento oscilan entre 1,5% y 5%. En comparación, la tasa anual de Chile es alta: en 2023 fue de 9% y en 2024, de 15%, con un máximo horario equivalente a 50% del total de consumo



CRISTIÁN M. MUÑOZ
DIRECTOR BDE,
PROFESOR ECONOMÍA
DE LA ENERGÍA PUC

eléctrico del país.

Se suele afirmar que la falta de líneas de transmisión explicaría la elevada tasa de vertimientos en Chile. Sin embargo, la razón es algo más sencilla y obedece, principalmente, a un exceso de oferta de ERV cuando el sol ilumina, originado en el atractivo precio estabilizado al que pueden vender su energía los generadores solares de pequeña escala (PMG y PMGD). Mientras a estos

se les permite, incluso, vender la totalidad, los generadores renovables de mayor tamaño son asignados con toda la carga del vertimiento y comercializan el resto de su energía a precios nulos en el Mercado Spot. En 2024, la generación de PMG y PMGD solares fue equivalente al 95% de toda la energía solar y eólica vertida.

La regla de asignación de vertimientos seguida por el Coordinador Eléctrico Nacional y ratificada en el Panel de Expertos ha sido responsable de la mayor parte del costo de estabilizar el precio de venta a los PMG y PMGD. Entre 2023 y 2024, el costo de la estabilización sumó unos US\$ 520 millones. Esto fue asumido, en buena parte, por los clientes industriales como un cargo adicio-

nal, proporcional a su consumo de electricidad. Próximamente, se conectará, en nuevas centrales solares PMGD, el equivalente a más de dos veces el tamaño de la central Colbún, agregando otros US\$ 100 millones anuales al costo de estabilización. De mantenerse esta regla de asignación de vertimientos, en los próximos dos años, el costo acumulado de estabilizar el precio a PMG y PMGD superaría los US\$ 1.000 millones.

Más allá de lo atendible del tecnicismo normativo que justifique esta inusual regla, su aplicación aumenta innecesariamente el costo de la energía. Los efectos de esta falla en la regulación también llegarán a los clientes regulados. En la licitación del primer semestre de 2024, la Comisión Nacional de Energía le permitió al generador adjudicado con el contrato de suministro, traspasar sin límite todos estos costos a los clientes regulados. Sin embargo, y a pesar de lo evidente, aún no hay soluciones concretas de parte de las autoridades sectorial.

“Se suele afirmar que la falta de líneas de transmisión explicaría la elevada tasa de vertimientos. Sin embargo, la razón es más sencilla y obedece al atractivo precio estabilizado para PMG y PMGD”.