La integración energética del Cono Sur podría generar hasta USD 4.500 millones en beneficios netos

El Proyecto Regional de Integración Gasífera del MERCOSUR y Chile culminó en Montevideo con dos jornadas que reunieron a gobiernos y empresas de los seis países. Tras dos años de trabajo, OLACDE y CAF presentaron los resultados del estudio, que evaluó 11 rutas de integración e identificó 17 obras de infraestructura con inversiones estimadas en USD 18.000 millones.

Por mandato de los ministros de Energía del MERCOSUR y con el apoyo de CAF –banco de desarrollo de América Latina y el Caribe–, la Organización Latinoamericana y Caribeña de Energía (OLACDE) evaluó junto a Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay las condiciones para desarrollar un mercado regional de gas natural. El estudio analizó qué obras y acuerdos comerciales y regulatorios permitirían llevar el gas de las cuencas productoras a los centros de consumo a precios competitivos. También examinó cómo aprovechar el gas regional para producir urea y reducir las importaciones de gasoil mediante el uso de gas natural en el transporte de cargas. La última de sus siete fases incorporó al sector eléctrico y cuantificó los beneficios de planificar en conjunto la operación y la expansión de ambas redes hasta 2035.

Uno de los espacios centrales de las dos jornadas en Montevideo fue el diálogo multisectorial, en el que empresas de gas y electricidad analizaron las condiciones de inversión y contratación necesarias para ampliar los intercambios entre los seis países. Las conclusiones se presentaron también ante el Subgrupo de Trabajo N.º 9 de Energía del MERCOSUR, en una sesión ampliada con cancillerías y entes reguladores, convocada bajo la Presidencia Pro Tempore de Uruguay. El encuentro abierto «Hacia un mercado energético regional», en la sede de CAF, reunió a ministros y autoridades energéticas del MERCOSUR y Chile, representantes de empresas y organismos internacionales para debatir la continuidad de esa agenda.

“Lo más importante de estos dos años fue la confianza que construimos con los seis países. Cuando empezamos a estudiar las obras de integración gasífera, rápidamente surgió la necesidad de acordar reglas comunes para sostener un comercio que, en el escenario de mayor demanda, podría alcanzar los 5.000 millones de dólares al año. Poder contar con el gas de un país vecino para asegurar el abastecimiento tiene un valor estratégico, sobre todo cuando importar desde otras partes del mundo entraña cada vez más riesgos. El trabajo que hicimos en gas nos permite hoy abordar también la integración eléctrica en el SGT 9 del MERCOSUR y construir los acuerdos necesarios para que un mercado energético regional nos permita aprovechar plenamente la infraestructura existente, impulsar nuevas inversiones y generar empleo de calidad en nuestros países” sostuvo **Guido Maiulini**, Jefe de Asesoría Estratégica de OLACDE, durante la apertura del evento.

Por su parte, **Janet Rea Mansilla**, representante de CAF – Banco de Desarrollo de América Latina y el Caribe en Uruguay, afirmó que: “América Latina y el Caribe no carece de recursos energéticos. Nuestro gran desafío es conectarlos, coordinarlos y aprovecharlos de manera estratégica para que generen beneficios compartidos para todos nuestros países y,

principalmente, para los ciudadanos. El trabajo que presentamos constituye un paso importante en esa dirección”

Por último, **Arianna Spinelli,** directora nacional de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Minería de Uruguay, destacó el papel del Subgrupo de Trabajo N.º 9 de Energía del MERCOSUR en la coordinación de la agenda regional: “Hoy contamos con más herramientas que al inicio del proyecto. El estudio nos da elementos para trazar una hoja de ruta compartida para los próximos dos años y transformar las oportunidades identificadas en acciones concretas”.

Resultados del Proyecto Regional de Integración Gasífera del MERCOSUR y Chile

Vaca Muerta y el presal brasileño podrían aportar más gas del que requiere el crecimiento previsto de la demanda del Cono Sur. Sin embargo, las restricciones para transportar el gas desde las cuencas productoras y las condiciones de acceso a los gasoductos limitan los intercambios. En 2025, las interconexiones gasíferas transportaron 22 millones de metros cúbicos diarios, apenas el 29 % de su capacidad. Solo el centro y el sur de Chile recibieron gas de Vaca Muerta en firme. Al norte chileno, a Bolivia y a Brasil llegaron excedentes fuera del invierno.

El proyecto evaluó 11 rutas de integración. Siete dependen del Gasoducto Manuel Belgrano, que permitiría llevar más gas de Vaca Muerta al centro y al norte argentinos y, desde allí, a los mercados vecinos. La ruta hacia Chile central ofrece la mejor relación entre la inversión requerida y el ahorro frente al gas natural licuado (GNL). El corredor que conecta a la Argentina con Brasil a través de Bolivia es el de mayor impacto potencial, aunque su competitividad depende de la revisión de los derechos de exportación en la Argentina, los cargos de tránsito en Bolivia y las tarifas de transporte en Brasil.

Para el conjunto de obras evaluadas, el estudio estima 146.000 personas-año de empleo durante la construcción, de las cuales 53.000 corresponderían a empleo directo en obra. La estimación suma el trabajo a lo largo de la construcción e incluye trazados alternativos entre sí. Cerca del 58 % de la inversión correspondería a bienes y servicios de origen regional, en buena medida por la capacidad de la región para fabricar la tubería.

En 2025, la Argentina exportó por gasoducto un promedio anual de 8,9 millones de metros cúbicos diarios. Con la demanda actual, los envíos podrían alcanzar entre 36 y 45 millones diarios en invierno, según los precios, las tarifas y las obras de transporte. Con mayor demanda regional, llegarían a 62 millones diarios tanto en invierno como en verano. Chile seguiría siendo el principal destino.

Según los escenarios y las rutas evaluadas, la Argentina podría exportar gas por ductos por un valor de entre USD 3.000 y 5.400 millones anuales y sustituir importaciones invernales de GNL y gasoil por unos USD 1.000 millones al año. Chile podría ahorrar entre USD 650 y 1.150 millones anuales al reemplazar GNL por gas argentino, y Brasil, entre USD 180 y 350 millones frente al costo del gas del presal. Bolivia podría percibir entre USD 50 y 180 millones al año por el tránsito de gas hacia Brasil. La sustitución de combustibles líquidos permitiría reducir los costos de abastecimiento entre USD 700 y 1.260 millones anuales en Paraguay y en unos USD 190 millones en Uruguay.

La industria de fertilizantes y el transporte de cargas podrían aportar una demanda estable que ayude a respaldar las nuevas obras. Los proyectos de urea identificados sumarían 5,3 millones de toneladas anuales, frente a un déficit regional de 10 millones. En cinco corredores de carga, convertir a gas natural el 20 % de los camiones permitiría ahorrar USD 420 millones al año en importaciones de gasoil. En el mercado de gas licuado de petróleo (GLP), el excedente argentino proyectado para 2030 podría cubrir el déficit de los demás países si se amplía la capacidad de procesamiento y transporte.

El estudio recomienda **avanzar por corredores** para que los países puedan concretar contratos firmes de largo plazo mientras negocian un tratado marco regional. Propone establecer mesas permanentes de reguladores para acordar con los transportistas reglas compatibles de acceso a los gasoductos, calidad y medición del gas, y definir cómo se distribuirían los cortes de suministro en una emergencia. Para el Gasoducto Bioceánico, recomienda vincular desde el inicio la inversión en la obra con los contratos de las industrias que consumirían el gas.

La última fase analizó en conjunto las redes de gas y electricidad de los seis países hasta 2035. Al considerar los intercambios eléctricos y el gas que necesitan las centrales térmicas cuando baja la generación hidroeléctrica, el modelo confirmó el valor de ampliar ambos tipos de infraestructura. Los resultados preliminares identifican una interconexión eléctrica de 450 MW entre Bolivia y Paraguay y dos opciones para abastecer a Brasil con gas argentino.

Con un presupuesto limitado, el modelo priorizó reforzar el Gasoducto Norte para aprovechar la red boliviana. El conjunto de obras de ese escenario requeriría una inversión adicional de USD 2.400 millones y generaría un beneficio neto regional de USD 4.300 millones. Con mayor margen de inversión, el modelo seleccionó la conexión directa a Porto Alegre por Uruguaiana. En ese escenario, la inversión adicional ascendería a USD 5.400 millones y el beneficio neto a USD 4.500 millones. Ambos beneficios se expresan en valor presente hasta 2035 y descuentan las inversiones adicionales respecto de las obras ya comprometidas.

Acuerdos para avanzar hacia la integración energética regional

Las actividades de cierre comenzaron el 24 de noviembre con una reunión de autoridades energéticas nacionales y un diálogo multisectorial que reunió a representantes de empresas productoras, transportistas, distribuidoras, comercializadoras y generadoras de gas y electricidad. Durante estos encuentros se revisaron los resultados del proyecto y las condiciones necesarias para avanzar en su implementación.

Los participantes coincidieron en que ampliar el comercio regional de gas exige coordinar la operación de los gasoductos y dar previsibilidad a quienes deben comprometerse a comprar, vender y transportar gas a largo plazo. Entre las prioridades señalaron compatibilizar las especificaciones de calidad y los horarios para informar los volúmenes a transportar, y revisar cómo incide la suma de tarifas de los distintos tramos en el precio que paga el consumidor. Para financiar nuevas obras, destacaron la necesidad de reunir compromisos de demanda suficientes y definir cómo se reparten los riesgos entre productores, transportistas y compradores. En electricidad, identificaron como oportunidad inmediata aprovechar las interconexiones existentes para que los excedentes renovables de un país puedan cubrir la demanda de otro. También

plantearon evaluar bajo qué condiciones los países podrían contratar suministro firme de sus vecinos para atender sus picos de consumo.

El 25 de noviembre, las conclusiones fueron presentadas ante el Subgrupo de Trabajo N.º 9 (Energía) del MERCOSUR, en una reunión ampliada con participación de cancillerías y entes reguladores, convocada bajo la Presidencia Pro Tempore de Uruguay.

Durante el encuentro, coincidieron en la necesidad de avanzar en una agenda de trabajo para 2027 centrada en la convergencia regulatoria de los mercados de gas natural y electricidad. En materia gasífera, se identificaron como prioridades la armonización de las normas de calidad, los horarios de nominación, las tarifas y las condiciones de acceso a las redes de transporte. En electricidad, se planteó fortalecer la coordinación operativa entre los sistemas, flexibilizar las condiciones de comercialización transfronteriza y facilitar el tránsito de energía. Como ejes transversales, se destacó la importancia de afianzar la planificación energética regional, establecer mecanismos permanentes de intercambio de información y desarrollar protocolos de asistencia ante emergencias de abastecimiento.

El evento abierto de cierre incluyó dos paneles dedicados a la construcción de los mercados regionales de gas natural y electricidad.

En el panel “Hacia un mercado regional de gas natural”, representantes de la ANP y del Ministerio de Minas y Energía de Brasil, TotalEnergies Gas Cono Sur, YPFB Transporte, Montevideo Gas y ATGás analizaron las condiciones para abastecer a los mercados vecinos con gas a precios competitivos. Con la moderación de Juan Ríos, de CAF, abordaron cómo inciden en el suministro la capacidad de los gasoductos, las reglas de transporte y las condiciones comerciales.

El aprovechamiento de las interconexiones existentes fue el eje del panel “Hacia un mercado regional de electricidad”, moderado por Blas Rozada, de FONPLATA. Representantes de CAMMESA, EPE, ADME, el Ministerio de Minas y Energía de Brasil, Generadoras de Chile y UTE analizaron cómo coordinar la operación de las redes para aprovechar la infraestructura existente, los excedentes energéticos, optimizando costos y maximizando la seguridad sistémica.

Para cerrar el encuentro, **Mercedes Pedreira**, ejecutiva de la Dirección de Integración, Comercio e Inversiones de CAF, destacó: “Este estudio se inscribe en dos prioridades para CAF: la integración regional y la transición energética. Esperamos seguir trabajando juntos en las etapas que se abren”.

Guido Maiulini, jefe de Asesoría Estratégica de OLACDE, concluyó: “No arrancamos de cero. Tenemos un proceso en marcha, capacidades técnicas, confianza del sector privado, apoyo de la banca multilateral y compromiso político. Sobre esa base, podemos mirar hacia 2027 con optimismo y avanzar hacia resultados concretos”.