

MERCADO ENERGÉTICO EN SUDAMÉRICA

Reformas y contrarreformas

Brasil y Chile avanzan en las transformaciones que permiten una mayor acción del mercado en un ambiente privado. En cambio, Argentina, con su economía en problemas, da un paso hacia atrás, con un Estado más interventor. Con estos enfoques divergentes, el principal desafío regional es asegurar una suficiente capacidad e inversiones energéticas para abastecer con confianza sus crecientes economías.

Hugh Rudnick | Departamento de Ingeniería eléctrica, Facultad de Ingeniería UC

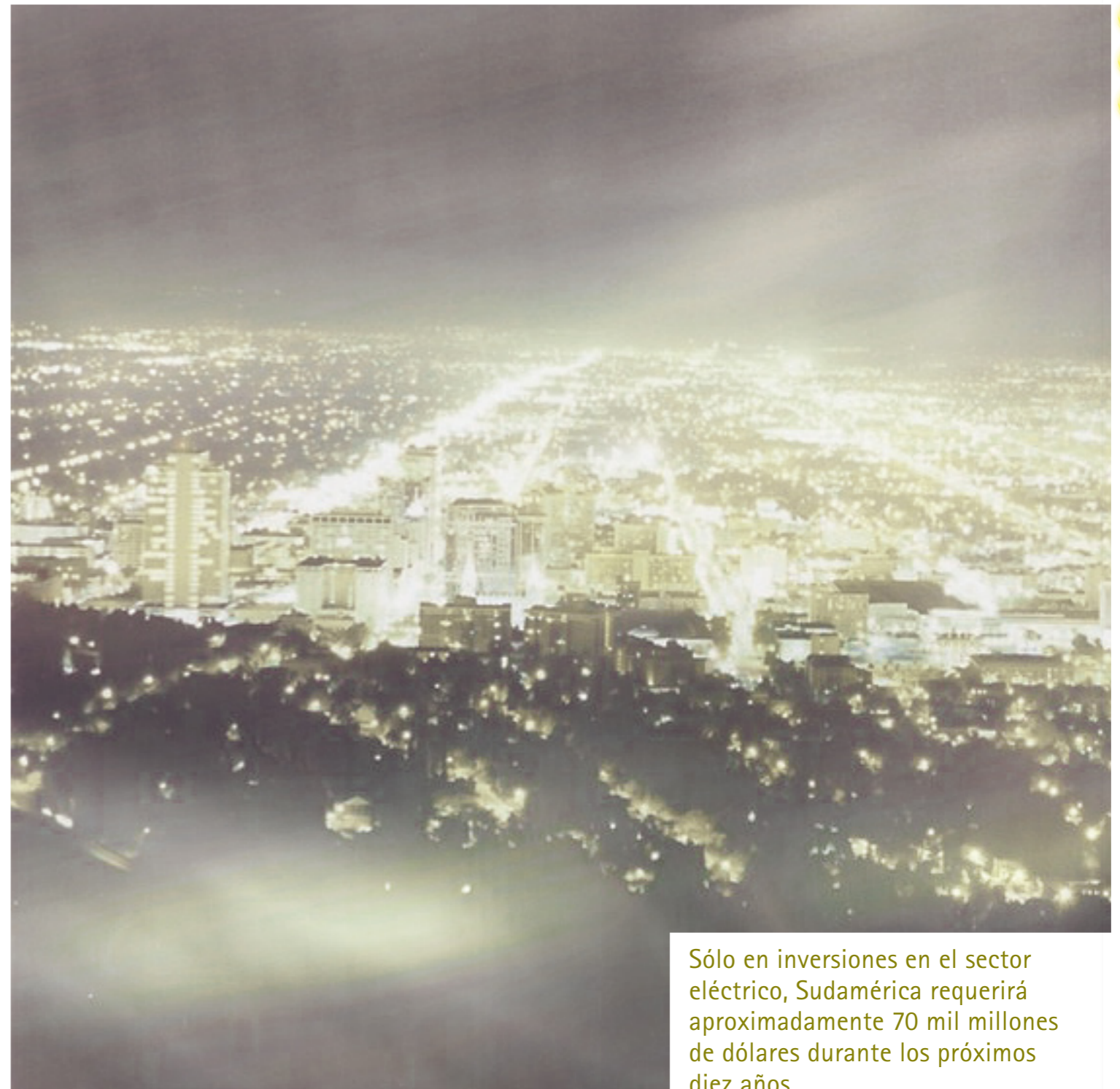
Sudamérica está enfrentando retos importantes para asegurar el suministro de energía que le acompañe en su desarrollo económico futuro. Los desafíos surgen en una región con abundantes recursos hidráulicos y de hidrocarburos que, sin embargo, no se están aprovechando en toda su dimensión, ya sea por falta de suficientes inversiones o, más frecuentemente, por factores económicos y geopolíticos que complican a los países y las relaciones entre ellos. La región fue innovadora a nivel mundial en buscar caminos tipo mercado para su desarrollo energético, particularmente con reformas reguladoras en los ámbitos de la electricidad y el gas.

Sin embargo, los diseños actuales de los mercados eléctricos mayoristas se están revisando para evitar dificultades del suministro y estimular el interés privado por invertir. El gigante Brasil y el

pionero de la reforma del sistema eléctrico, Chile, avanzan hacia una segunda etapa de transformaciones con mayor acción del mercado en un ambiente privado. En cambio, Argentina, con su economía en problemas, da un paso hacia atrás, enfrentando una importante intervención del Estado, tal como sucedía antes de la reforma. Con estos enfoques tan divergentes, el principal desafío regional es asegurar una suficiente capacidad e inversiones energéticas para abastecer con confianza sus crecientes economías.

Las nuevas reglas

Todos los países en desarrollo requieren altas inversiones para responder a un aumento continuo de la demanda por energía, lo que está directamente vinculado con el crecimiento económico. Sólo

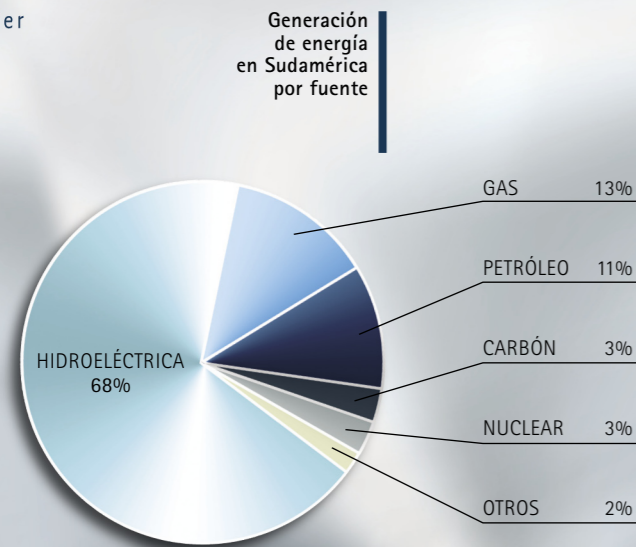


Sólo en inversiones en el sector eléctrico, Sudamérica requerirá aproximadamente 70 mil millones de dólares durante los próximos diez años.

en inversiones en el sector eléctrico, Sudamérica requerirá aproximadamente 70 mil millones de dólares durante los próximos diez años. El consumo sudamericano es relativamente pequeño si se lo compara con los países industrializados, pero con un crecimiento promedio anual de más de 5% durante la última década. Los sistemas eléctricos en la región corresponden a redes débiles poco enmalladas, con interconexiones internacionales incipientes. La generación hidroeléctrica es la fuente de energía dominante en la región, con una parti-

cipación de 52% del total de capacidad instalada y un 68% en cuanto a generación de energía (con un 13% en gas, 11% en petróleo, 3% en carbón y 3% en nuclear). La mayor capacidad la tiene Brasil con un 34% (con 91 GigaWatt), seguido por México con 19,5%, Argentina con 12% y Venezuela con 8%.

En la década del 90 ocurrió una profunda transformación en la organización de la industria energética de Sudamérica, particularmente en Argentina, Brasil, Colombia, Chile, Bolivia y Perú. El diseño de un mercado de energía para cualquier



'Hidropotentes': La generación hidroeléctrica es la fuente de energía dominante en Sudamérica, con una participación de 52% del total de capacidad instalada y un 68% en cuanto a generación de energía (con un 13% en gas, 11% en petróleo, 3% en carbón y 3% en nuclear).

país tiene como principal objetivo inducir un abastecimiento confiable y eficiente de energía, que se traduzca en tarifas adecuadas. Aunque difieren en sus grados y detalles de implementación, la reforma del sector energético en la región, especialmente electricidad y gas, compartió elementos comunes basados en mecanismos de mercado para lograr estas metas. En particular, el impulsor clave de las decisiones en el ámbito eléctrico fue el precio *spot* (es decir, el precio actual en que se puede transar un bien) en el mercado de corto plazo, considerada la señal económica correcta para que entrara nueva generación: un desequilibrio en la oferta-demanda aumentaría los precios, resultando en incentivos para la construcción de nuevas plantas. El riesgo de mercado resultante de la volatilidad de los precios *spot* se manejaría estrictamente a través de instrumentos de gestión de riesgo, particularmente en contratos *forward* (es decir, con precios acordados de antemano). El único instrumento no financiero sería el cargo por capacidad, cuyo principal objetivo sería asegurar la remuneración de las unidades generadoras de punta. Con el desarrollo del mercado, fueron privatizadas las empresas eléctricas de propiedad del Estado y se introdujo la posibilidad de elección por parte del gran consumidor.

Las nuevas reglas se diseñaron para promover la competencia en generación y en el mercado mayorista, mientras que la transmisión y la distribución siguieron siendo actividades reguladas con disposiciones de acceso abierto, estableciéndose agencias reguladoras para este efecto. Otros ingredientes de la reforma incluyeron el estable-

cimiento de un mercado de electricidad de corto plazo, con un Operador Independiente del Sistema que despacha en forma centralizada los recursos de generación, minimizando costos mediante modelos de optimización estocásticos, es decir aquellos que consideran la incertidumbre de los comportamientos de los afluentes hidráulicos, sin atender a contratos comerciales bilaterales. Los costos marginales de corto plazo (calculados a partir de los multiplicadores de Lagrange del modelo de despacho) se utilizan como los precios de intercambio en el mercado mayorista de energía.

La mayoría de los países sudamericanos reformaron sus sectores eléctricos basados en estos principios, obviamente con diferencias en la implementación. Similares modelos se introdujeron en los mercados de gas, aunque con una mayor libertad de elección por parte del consumidor, dada la existencia de diversas alternativas tecnológicas de abastecimiento. La experiencia acumulada con estas reformas hasta ahora ha mostrado muchos aspectos positivos, como una mayor eficiencia de las empresas privadas, el efecto positivo de la competencia por los consumidores, la incorporación de nuevos energéticos y tecnologías, políticas estables y reglas claras, y la transparencia contribuida por las agencias reguladoras, que le dan confianza a los inversionistas. Todo esto acompañado de mejoras del servicio y bajas de precios a cliente final.

Por otro lado, han surgido algunas dificultades importantes, en particular con respecto a la seguridad de abastecimiento. Una razón de estas dificultades de suministro es que la señal económica provista por el mercado *spot* es demasiado volátil como para estimular la necesaria entrada de nueva capacidad. Esto es especialmente cierto para un país como Brasil, con una gran contribución del sector hidroeléctrico (la generación hidroeléctrica corresponde a un 85%), y para Chile, que enfrenta hoy una gran incertidumbre respecto de los recursos gasíferos importados desde Argentina. En los sistemas hidroeléctricos de Brasil, la ocurrencia de condiciones hidrológicas coyunturales puede hacer caer los precios *spot* a cero, incluso con una limitada capacidad disponible. Lo crítico es que el precio *spot* aumenta substancialmente sólo cuando el sistema está demasiado cerca de una crisis energética, cuando ya no hay tiempo para realizar inversiones. En el caso chileno, en el último año los precios *spot* promedio mensual han bajado un centavo dólar por KWh con abundancia de gas argentino y subido a 16 centavos ante cortes de este combustible. En esas condiciones, que los ingresos en generación dependan del precio *spot* hace que la inversión sea muy riesgosa, se dificulte lograr financiamiento de nuevos proyectos y, por ende, se limite la entrada de nueva capacidad.

Ser más liberales

Debido a estas dificultades, muchos países de la región han hecho ajustes en sus marcos reguladores durante los últimos años, intentando mantener los aspectos positivos de la primera etapa de sus reformas, pero a la vez corrigiendo los aspectos que no han funcionado como se esperaba. Esta segunda etapa, que se está presentando con claridad en Brasil y Chile, pero también en forma temprana en Perú, tiene dos características centrales: primero, la llamada competencia *por* el mercado en vez de *en* el mercado (la competencia de precios no se da en el *spot*, sino que en los contratos con las demandas que llevan a la entrada de nueva capacidad) y segundo, la necesidad de que estos contratos tengan un respaldo mediante capacidad física de generación. Estos cambios se están observando en la región pero también en otras áreas como en California, donde se está proponiendo un concepto similar llamado *capacity tag* para cada planta y en las directivas FERC/UE en Estados Unidos y Europa, donde los agentes deberían mostrar una cobertura de mediano y largo plazo para cumplir con las demandas futuras.

Se formula en Brasil y Chile un nuevo esquema regulador de definición de precios de mediano y largo plazo, no basado en los precios *spot*, sino en un esquema de subastas públicas reguladas llamadas por las distribuidoras, con contratos *forward* obligatorios con respaldo físico, que aseguran a los inversionistas una fuente de ingresos estable vía precios indexados, independientemente de la incertidumbre del precio *spot*. Se confía en los contratos como inductores de la expansión del sistema. Las distribuidoras están obligadas a estar totalmente contratadas, con la posibilidad de hacer un *pass through* de los precios licitados más bajos, en un esquema de ponderación de precios de los distintos contratos.

Brasil, un país fundamentalmente hidro, apunta a diversificarse con gas natural propio e importado, carbón local y renovables. Graves racionamientos durante 2001 y 2002 lo empujaron a buscar nuevos incentivos a la inversión privada, incluso ofreciendo proyectos con impacto ambiental ya aprobado, apoyo a plantas térmicas, interconexiones eléctricas y gasíferas internacionales. El camino de las subastas se inicia a fines del 2004, licitando primero «energía existente» (para cubrir la demanda existente). Esta subasta tuvo quince ofertas de generación, por un total de 26 mil MW promedio y 34 empresas distribuidoras compradoras, en una transacción de casi 27 mil millones de dólares, que la han transformado en un hito clave para el sector

El consumo sudamericano es relativamente pequeño si se lo compara con los países industrializados, pero con un crecimiento promedio anual de más de 5% durante la última década.

energético regional y mundial. A fines del 2005 se licitará la «energía nueva» (construcción de capacidad nueva para cubrir el aumento de demanda).

Chile, el pionero en la apertura energética al mercado, está iniciando un proceso similar para independizarse de las incertidumbres del suministro de gas natural argentino. Su sector eléctrico ha experimentado diversas crisis, con un importante racionamiento en 1998-1999 que demostró las debilidades de su modelo de precios. Es un país con poco petróleo, carbón de mala calidad, capacidad hidroeléctrica casi copada en la zona central y con reservas muy australes, que busca alternativas de recursos energéticos para reemplazar el gas argentino, antes abundante y barato, lo que permitió un importante desarrollo termoelectrónico. Si bien se exploran otras fuentes en el mediano plazo, como el gas natural licuado y un gasoducto regional que lo vincule a recursos en Perú y Bolivia, es el esquema de subastas el que se espera que estimule la inversión donde el mundo privado es el único actor. En la segunda quincena de diciembre de 2005 se debería realizar el primer llamado de subastas por las empresas distribuidoras.

Al revés de estos avances, Argentina inició un camino de retroceso. Este país había surgido antes como un modelo ante el mundo: quitó las regulaciones y creó uno de los mercados más competitivos de generación a comienzos de los 90, bajando el precio de la electricidad a menos de la mitad en 5 años, y exportando energía a Chile y Brasil. Pero la crisis macroeconómica de fines del 2001 llevó al gobierno a congelar los precios para el gas y la electricidad, y a cambiar las reglas del juego a los inversionistas extranjeros, lo que implicó que se paralizaron las inversiones nuevas; Argentina tuvo que volver a importar gas de Bolivia, electricidad de Brasil y petróleo de Venezuela, y redujo la exportación de gas a Chile. Retornó el protagonismo estatal y es así como se creó Enarsa, para intervenir en el mercado energético desde adentro, con una competencia fiscal que se define reglas a sí misma, tratando de suplir la escasez de inversión privada por la distorsión de precios. **ru**

REFERENCIAS

- Página Web Reforma Latinoamericana www.ing.puc.cl/power
- Rudnick, H.; Barroso, L.A.; Skerk, C.; Blanco, A., «South American reform lessons - twenty years of restructuring and reform in Argentina, Brazil, and Chile», *IEEE Power & Energy Magazine*, Volume 3, Issue 4, julio-agosto de 2005, pp: 49 - 59