

Brasil: el problema que plantea su autoabastecimiento energético



Los
cambios

Por el Ing. Oscar A. Vicente, vicepresidente ejecutivo de Perez Companc

El mercado energético del Brasil es, por su tamaño, un gran atractivo para los países vecinos y las empresas del sector que operan en dichos países. En la Argentina, por caso, existen varios proyectos de exportación de gas natural y numerosas interconexiones eléctricas, tanto en ejecución como en proyecto, y veremos en qué medida pueden ser afectados por las importantes reservas de gas descubiertas en Bolivia y los planes de apertura y de autoabastecimiento anunciados por el Gobierno del Brasil.

La que sigue es el análisis que el autor expuso en el Coloquio sobre la industria del petróleo y del gas organizado por Desafío Empresario sobre "Los nuevos desafíos".



Existe en el llamado Cono Sur un contexto de competencia gas-energía eléctrica y gas-gas, en el que se evidencian las posiciones de la Argentina y Bolivia en el rol de oferentes, y Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay en el de demandantes. En esta presentación nos concentraremos en el análisis de la situación energética de Bolivia como competidor de nuestro país en la oferta de gas natural y en los planes del Brasil —que incluyen su abastecimiento energético— viéndolos como una amenaza para las exportaciones argentinas y como oportunidades de negocios en relación con su desarrollo.

Brasil: petróleo, gas natural y electricidad

Las reservas comprobadas de petróleo se han incrementado entre 1990 y 1998 en un 63%, pasando desde 717,5

MMm³ a 1169,7 MMm³, en tanto las reservas totales —según un informe de Petrobrás— llegan a los 17,02 MMBbbls (2700 MMm³). Ello nos induce a pensar que existe o una restricción en la inversión o un déficit de *management* por una excesiva concentración que hace difícil encarar simultáneamente los diferentes proyectos de confirmación y desarrollo de las reservas. Por su parte, los valores de la relación Reservas/Producción superiores a los 20 años no hacen más que ratificar tal presunción.

Para el gas natural se repite una situación parecida, dado que las reservas comprobadas crecieron de 172,01 Mil MMm³ a 225,94 Mil MMm³, con un incremento del 31,3%, en tanto que la relación Reservas/Producción se ha reducido desde más de 27 años en 1990 hasta unos 20 años en 1998. En este caso se agregan a los factores que

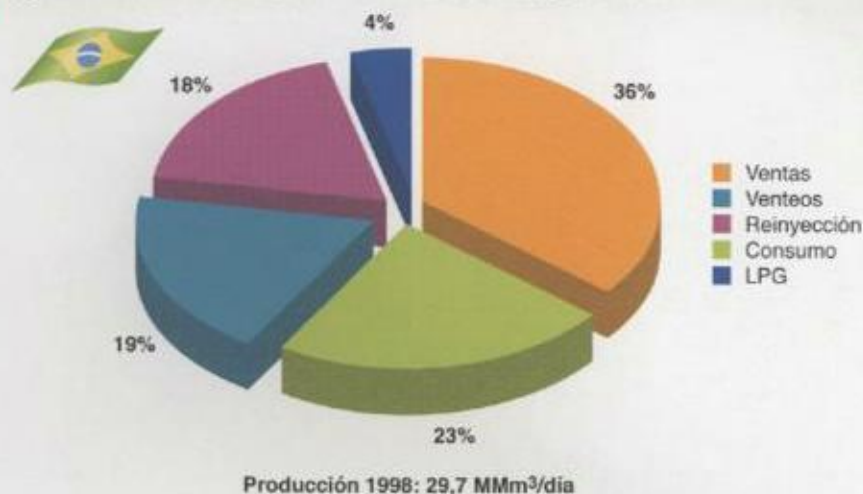
mencionáramos para las reservas de petróleo, una gran dispersión regional y el aislamiento entre los centros productores y los de consumo.

Brasil ha sido normalmente deficitario en materia de petróleo, y la pesada carga en divisas que le significaba

abastecerse lo llevó a encarar proyectos de alta tecnología y elevado costo como los de exploración y explotación *off-shore* en profundidades de agua que alcanzaron a los 1853m en el yacimiento "Roncador", así como el uso intensivo del alcohol como combustible. La producción petrolera local pasó de los 99,9 Mm³/día en 1990 hasta los 155,0 Mm³/día en 1998 con un crecimiento del 55,1%. En tanto, en el mismo período, las importaciones se redujeron en un 21,3% al pasar de 90,5 Mm³/día (un 47,5% de la demanda) a 71,2 Mm³/día que corresponden a un 31,5% de la demanda.

En el caso del gas natural la producción en 1990 de 17,15 MMm³/día creció un 73,2% hasta 1998 con 29,7 MMm³/día, con un bajo aprovechamiento comercial como puede verse en la figura 1, según la cual se reinyectan 5,28 MMm³/día (17,8%), se comercializa el 36,6% (10,87 MMm³/día), se convierten en gases licuados (GLP) 1,15 MMm³/día (3,89%), Petrobrás utiliza el 23,1% para su propio consumo interno (6,86 MMm³/día) y se ventean unos 5,5 MMm³/día, o sea el 18,5% del total producido por falta de instalaciones para vincular la producción con el mercado.

Figura 1. Brasil: Distribución de la Producción de gas natural



Fuente: A.N.P.

Las proyecciones de crecimiento en la producción local de petróleo llegan a los 1,75 MMBPD (278,6 Mm³/día) en el año 2004, cuando se completan las obras de desarrollo y de puesta en marcha de las plataformas de producción de importantes yacimientos como Marlim FPSO-P35, Roncador SS-P36, Marlim FPSO-P37, Marlim Sur SS-P40, Espadarte FPSO-VI, Salema/Bijupirá FPSO-P45, Barracuda P41/P43 y Caratinga P48, con inversiones totales por 8157 millones de dólares. Asimismo, se prevé un incremento del gas natural en la matriz energética, que en 1991 era de 2,8% hasta un 12,0% durante el período 1999-2010, y para el año 2005 se está estimando un consumo de 45,0MM m³/día de gas natural destinado a generación eléctrica.

Según el Plan Decenal de Expansión 1999-2008 aprobado por el Ministerio de Minas y Energía, la capacidad instalada actual de 61.300 MW, alcanzará a los 104.600 MW en el año 2008, con un crecimiento promedio del 4,7% anual. Este crecimiento prevé la incorporación de nuevas plantas de generación por 4330 MW anuales con un crecimiento del 8,6% al 19,0% en la participación de la generación termoeléctrica con gas natural, complementada con importaciones de energía eléctrica por 200 MW de Venezuela y 2000 MW desde la Argentina.

El Plan mencionado parte de un parque de energía hidroeléctrica de 56.000 MW y con 5300 MW de termoeléctrica, que crecen un 51,1% hasta 84.600 la primera y casi 4 veces hasta 20.000 MW la segunda. La preeminencia de la generación hidráulica por sobre la generada con gas natural, estriba en que la primera es prácticamente financiada en reales, mientras la segunda hoy exige dólares con tarifas regidas por el mercado internacional, aspectos que resultan muy sensibles para los brasileños, no obstante que los proyectos hidroeléctricos remanentes son los menos eficientes y los que tienen un mayor impacto ambiental.

Recién con la aprobación de las reformas constitucionales que anularon las disposiciones monopólicas, y la

sanción de la Ley N° 9478 del 6 de agosto de 1997, quedaron establecidas las condiciones para llevar adelante el proyecto que Petrobrás había iniciado desde por lo menos un año antes, con miras a celebrar contratos de asociación con unas 40 empresas petroleras para la exploración de más de una veintena de bloques en diferentes cuencas sedimentarias, tanto en territorio continental como en *off-shore*, habiéndose finalmente celebrado 21 contratos de asociación y 3 en etapa de negociación, operados por las empresas internacionales y con inversiones comprometidas entre 2400 y 4500 millones de dólares.

La nueva legislación petrolera también dispuso la creación de la Agencia Nacional de Petróleo (ANP) encargada del control y administración de la política petrolera nacional. Entre las primeras acciones del nuevo ente, en julio de este año la ANP definió las 397 áreas asignadas a Petrobrás que incluyeron más de 230 yacimientos en producción, entre los cuales se encuentran los más grandes de la Cuenca de Campos. Sobre un total de 6,4 millones de km² de cuencas sedimentarias, de los cuales el 0,2% corresponden a yacimientos productivos, fue asignado a Petrobrás el 7,1% (458.532km²). De las restantes áreas en las que Petrobrás no tendrá dere-

chos exclusivos –pero podrá participar como oferente– la mayor parte son exploratorias, otro tanto son áreas con planes de desarrollo y las menos son productivas.

Por otra parte la Agencia Nacional del Petróleo ha licitado 27 bloques entre el 15 y 16 de junio próximos pasados habiendo adjudicado 12 bloques exploratorios en diversas cuencas sedimentarias en los que ofrecieron 11 compañías internacionales de 6 países, que abonaron 189 MMu\$s en concepto de bonos de adjudicación, incluyendo a Petrobrás que obtuvo participaciones en cinco de los bloques adjudicados. Asimismo, para el segundo semestre del año 2000 la Agencia está promocionando en diferentes ciudades del mundo la convocatoria a la Segunda Ronda, con 23 bloques, de los cuales 13 se ubican en *off-shore* y 10 en el territorio continental.

Bolivia: exportaciones de gas natural

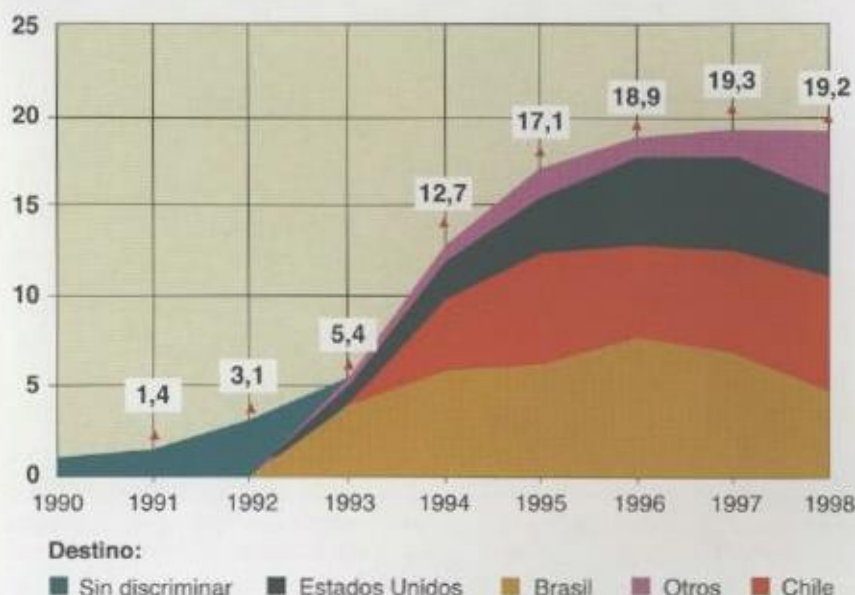
El proceso de privatización de YPFB en Bolivia se concretó mediante un sistema inédito que se conoció con la denominación de “capitalización”. Mediante el mismo, YPFB adjudicó al sector privado todas las áreas en pro-

Brasil: Distribución de energía eléctrica

Potencia (MW)	1998	2003	2008	Incremento
Hidroeléctrica	56.000	68.400	84.600	(+28,6)
Térmica	5300	13.800	20.000	(+14,7)
Argentina	—	2000	2000	(+2,0)
Total	61.300	84.200	106.600	(+45,3)

Fuente: M.M.E.

Figura 2. Argentina: Exportaciones de petróleo
MMm³



Fuente: Anuario estadístico combustibles - S.E. IAPG

ducción y algunos bloques y contratos de exploración vigentes, así como los sistemas de oleoductos y gasoductos internos existentes.

En las licitaciones de carácter internacional, las empresas adjudicatarias debieron depositar los montos licitados en concepto de capitalización de las respectivas sociedades bajo un sistema de fideicomiso, con la obliga-

ción de aplicar los mismos a solventar inversiones y operaciones durante un plazo máximo de ocho años.

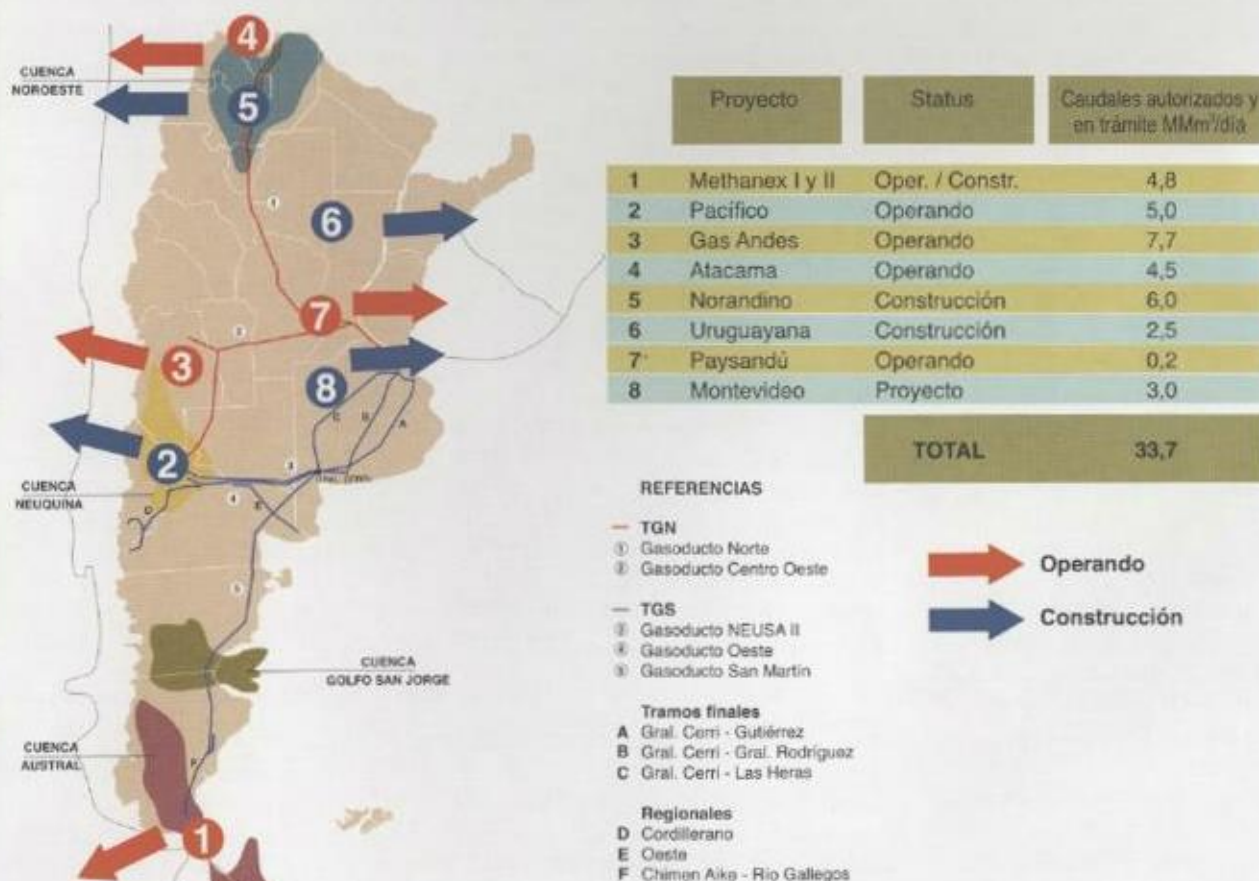
El Estado emitió las acciones de las empresas licitadas adjudicando el 50% a los adjudicatarios y destinando el 50% restante al pueblo boliviano a través de empresas de Administración de Fondos de Pensión (AFP).

El *upstream* fue adjudicado a Petrolera Andina S.A. (AFP 50%, Perez Companc 20,25%, YPF 20,25% y Pluspetrol 9,5%) y a Petrolera Chaco S.A. (AFP 47%, el personal de YPFB 3%, Amoco Oil 40,5%, Bidas 9,5%). Una vez que expire la restricción legal que rige durante los ocho años mencionados, la relación Amoco/Bridas será la misma de Pan American Energy (60%/40%) aplicada al 50% de la sociedad.

La totalidad de unos 3000km de gasoductos y unos 2500km de oleoductos fueron adjudicados a Transredes S.A. (Enron 25%, Shell 25%, AFP 34,7% y los trabajadores de la empresa 16%).

A partir del inicio de la construc-

Figura 3. Gas natural. Proyectos con autorizaciones



ción del Gasoducto de Exportación al Brasil, el sector petrolero internacional manifestó su interés en Bolivia y ello se puso en evidencia con los montos pagados por la capitalización de YPFB y las significativas inversiones destinadas a exploración que se comprometieron en los llamados contratos de riesgo compartido derivados de la nueva Ley de Hidrocarburos.

Como resultado de las importantes inversiones realizadas en exploración, las reservas de gas pasaron de 188,4 MMMm³ (6,65) TCF en 1997 a 243,0 MMMm³ (8,58) TCF en 1998 certificados por la consultora De Golyer & MacNaughton, sin considerar los descubrimientos de Petrobrás, con los cuales se estima llegar a fines de este año con 668,5 MMMm³ (23,6 TCF) especialmente en los bloques "San Antonio" y "San Alberto" en el sur del país, en los cuales Petrobrás es el operador con el 35%, cedió a Total el 15% y Petrolera Andina es titular del 50% al sustituir a YPFB en el contrato de exploración de riesgo comparti-

do original. Entre los últimos descubrimientos de gas también se deben incluir a los campos "Margarita" de Maxus y el de "Itaú" operado por Total y "Madrejonas" de Pluspetrol.

Es importante destacar que el motor del desarrollo del *upstream* boliviano fue la decisión de construir el gasoducto de exportación al Brasil. Este antiguo proyecto no podía lograr el apoyo por parte de las entidades financieras internacionales por no disponerse de suficientes reservas certificadas para avalar la obra. Originalmente, Enron celebró un acuerdo con YPFB para gestionar la financiación para construirlo, pero dejando la responsabilidad de ésta sobre YPFB. Como esta gestión no tuvo resultados, prevaleció la oferta de Petrobrás para financiar la obra y asumir el *management* de la construcción, acuciado por las imperiosas necesidades energéticas de su país abastecido predominantemente por hidroelectricidad y expuesto a las condiciones hídricas de las cuencas. El Gasoducto Río Grande

(Santa Cruz)-São Paulo-Curitiba-Porto Alegre, de 3150km de longitud, ha demandado inversiones por unos 2000 MMu\$s, financiadas en un 95% por el Banco Mundial, el BID, la Corporación Andina de Fomento, el BNDES, bancos europeos de inversión y agencias de crédito de exportaciones.

Como consecuencia del riesgo asumido, Petrobrás dispone de derecho de preferencia por encima de los primeros 5,6 MMm³/día de transporte (que se distribuyen entre los productores que estaban abasteciendo el mercado argentino: Petrolera Andina S.A., Petrolera Chaco S.A., Perez Companc, Dong Won, Tesoro Bolivia y Vintage Boliviano). Mediante los acuerdos vigentes, Petrobrás tiene prioridad para transportar el gas de las áreas en las que participa como propietario u operador, haciendo extensible tal privilegio a sus socios. Es así como, de los 13,3 MMm³/día previstos para este año por encima de los 5,6 MMm³/día derivados del mercado argentino, Petrobrás optó por 5,0,



Litoral Gas S.A.

*Una empresa que trabaja
para ser líder en
calidad de servicio al cliente*

Mitre 621, (2000) Rosario,
Provincia de Santa Fe, República Argentina
Teléfono: (0341) 4200100, Fax: (0341) 4200101

quedando sólo 2,7 MMm³/día para ser distribuidos entre el resto de los productores, según el Reglamento de Comercialización de Gas, que establece un sistema de prorrateo en función de las reservas certificadas de cada productor.

El optimismo de unos pocos productores exitosos asociados directa o indirectamente a Petrobrás, contrasta con los que deben cumplir con inversiones de exploración comprometidas y ven cerrados por ahora los caminos hacia Brasil por la prioridad de Petrobrás. Es por ello que vuelven a considerar las ventas hacia el mercado argentino, en tanto consigan compradores en competencia con las empresas que operan en la Cuenca del Noroeste.

El mercado interno boliviano de gas natural, abastecido por Andina y Chaco, es de tan sólo 2,5 MMm³/día. La capacidad de transporte del nuevo gasoducto de exportación prevé que la demanda brasileña a alcanzarse en los próximos 5-10 años, de 30

MMm³/día, serán provistos por los yacimientos de Bolivia.

A su vez, está proyectado un ramal que se deriva del tramo boliviano llegando a Cuiabá (Brasil) con 2,5 MMm³/día de capacidad de transporte que pueden ser provistos por Repsol-YPF de la Argentina con gas argentino o mixto. Allí el comprador es Enron para una central termoeléctrica. Cuando se firmó este contrato, las reservas de Bolivia aún no alcanzaban para cubrir las necesidades del gasoducto, por lo cual el abastecimiento se preveía desde la Argentina; pero en la actualidad creemos que Repsol-YPF deberá cumplir su compromiso con gas de Petrolera Andina o de Maxus, ya que el gas boliviano tiene prioridad sobre el gas proveniente de la Argentina.

El contrato de compraventa de gas firmado originalmente entre YPFB y Petrobrás es por 18 MMm³/día pero ampliable en condiciones similares hasta los 30 MMm³/día. La condición *take or pay* no rige para el año cero, en el siguiente es para el 60% del gas a transportar y del 80% a partir del

segundo año. A su vez, el contrato de venta establece en Río Grande un precio base de 0,95 u\$s/MMBTU para los primeros 16 MMm³/día, que sube a 1,20 u\$s/MMBTU por encima de dicho caudal. Dichos precios se ajustan sobre la base de una canasta de precios de tres tipos de fuel oil de baja calidad puestos en Brasil.

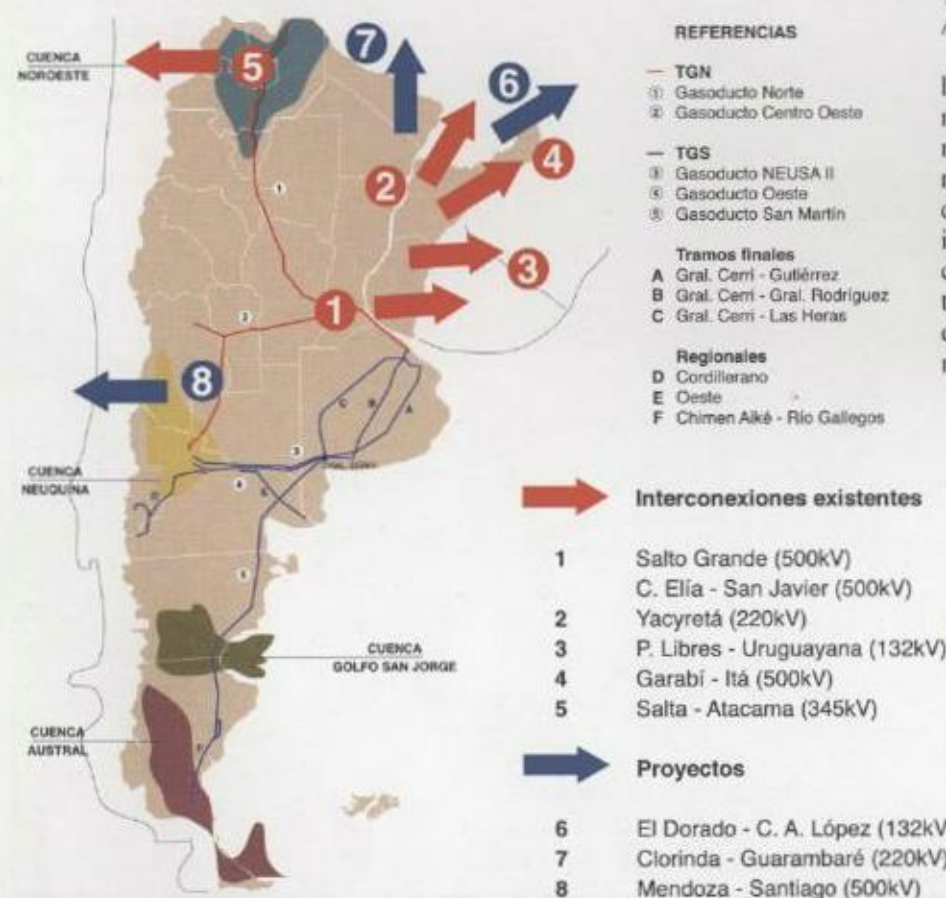
Argentina: petróleo, gas natural y electricidad

En el caso del petróleo, vemos en la figura 2 cómo han evolucionado las exportaciones de la Argentina según los países a los cuales se exporta. Las ventas al Brasil se iniciaron en 1991 como consecuencia del tratado comercial Mercosur, ya que le permitía a Petrobrás obtener ventajas arancelarias respecto de los países que tradicionalmente lo abastecían (Arabia Saudita, Irán, Venezuela y otros). Como vemos, la amenaza del autoabastecimiento petrolero por parte del Brasil no afectará a las exportaciones de la Argentina que continuarán derivadas a Chile a través del Oleoducto Trasandino, a los Estados Unidos de América y a otros mercados.

Los países del Cono Sur, esto es los que integran el Mercosur juntamente con Chile y Bolivia, han formalizado en los últimos años una serie de acuerdos bilaterales que introducen principios básicos de simetrías, incluyendo la no discriminación entre compañías locales y extranjeras, la transparencia en la información, la no existencia de subsidios que distorsionen la competencia y el libre acceso a las instalaciones de transporte.

Así fue como se gestaron diversos proyectos de exportación del gas natural argentino (figura 3), de los cuales ocho cuentan con volúmenes autorizados o en trámite de autorización por la Secretaría de Energía de la Nación. Estos volúmenes autorizados alcanzan un total de 33,7 MMm³/día en el año 2010. No obstante, la capacidad final de estos proyectos permitiría exportaciones por hasta 77,0 MMm³/día y las inversiones previstas llegarían a los 1632 MMu\$s.

Figura 4. Exportación de electricidad



Asimismo, existen otros proyectos de exportación en estudio, los que aún no cuentan con gestiones de autorización. Entre los mismos cabe mencionar el Gasoducto del Mercosur, que uniría la Cuenca del Noroeste de la Argentina con el mercado de Porto Alegre de Brasil con una capacidad de transporte de 25 MMm³/día.

Entre todos estos proyectos, el único que figura en los planes oficiales de Petrobrás S.A. —por tratarse de uno de los socios— es el que unirá Uruguayana con Porto Alegre, con unos 615km de extensión y 265 MMu\$s de inversión, para transportar unos 12 MMm³/día. En tal sentido, el crecimiento de las reservas de gas en Bolivia y el eventual descubrimiento de gas en los contratos de asociación con Petrobrás o en los bloques licitados por la ANP son una real amenaza para el resto de los proyectos de exportación desde la Argentina.

Completando el panorama de las exportaciones energéticas desde la Argentina, veremos rápidamente la situación del sector eléctrico. Se aprecia un equilibrio entre el parque térmico y el parque hidráulico, que junto con el nuclear completan los 21.900 MW de capacidad instalada, permitiendo absorber con holgura las fluctuaciones climáticas y asegurar el permanente despacho a costo mínimo para el sistema.

El Sistema Interconectado Nacional (SADI) presenta dos polos principales de generación, uno en la Región del Comahue (Sudoeste) con más de 5000 MW instalados, y otro en Buenos Aires que es el polo principal de consu-

mo. En Buenos Aires, más precisamente en la localidad de Ezeiza, se definió el nodo del Mercado para referenciar todas las restantes partes del mercado a una barra única. Por otra parte, el sistema patagónico, hasta ahora vinculado al sistema nacional por una débil conexión, abastece con una organización idéntica al sistema nacional a toda la Región Sur del país.

El precio de la energía en el mercado de oportunidad o *spot* ha seguido una tendencia decreciente, resultado de las mejoras de eficiencia de la capacidad instalada, y de las nuevas inversiones en ciclos térmicos de última tecnología. Consecuentemente, el precio estacional que reciben los distribuidores ha acompañado esa tendencia decreciente.

Resulta necesario destacar que el crecimiento registrado en la capacidad instalada en los últimos años, con fuertes inversiones en plantas de generación térmica, y la sensible disminución en el precio del mercado tienen una fuerte vinculación con el Mercado del Gas, que ha experimentado paralelamente una transformación profunda al igual que la registrada en el sector eléctrico.

La evolución de la demanda en los últimos años ha mostrado una tendencia creciente y aun cuando se especula con tres escenarios para estimar la demanda futura, en todos ellos la pendiente de la curva es positiva, registrando un valor promedio los años posteriores a la transformación de 5% por año.

La distribución de la demanda no se localiza exactamente en los polos

de generación, ya que en áreas como el Comahue la capacidad instalada supera ampliamente su demanda de punta. Esto hace que el sistema esté vinculado a través de un extenso sistema de transporte de 8700km en extra alta tensión, que une la demanda con quienes puedan abastecerla.

Si recordamos lo mencionado anteriormente, respecto a los casi 22.000 MW de capacidad instalada en el país, y lo relacionamos con los 12.800 MW que corresponden a la demanda pico de todo el sistema, notamos que ese excedente es la potencial reserva existente y el soporte tangible para los proyectos de interconexión con países vecinos.

El sistema eléctrico argentino, está vinculado con los países vecinos mediante interconexiones internacionales que en algunos casos fueron obras de infraestructura binacionales, y actualmente se han emprendido proyectos que, siendo económicamente viables responden a necesidades reales, siendo afrontadas por la inversión privada (figura 4).

Entre las obras en curso, como ejemplo podemos citar la conexión con Brasil a través del corredor Garabí-Itá, con una potencia de 1000 MW a exportar a partir del año 2000, y con 1000 MW adicionales proyectados para el año 2001, proyectándose un total de 5000 MW destinados a satisfacer la demanda de ese país. Como vimos antes, las dos etapas de Garabí-Itá ya forman parte del Plan de Expansión del Brasil 1998-2008. Otro ejemplo —no incluido en el objeto de esta presentación— es la línea que une a la provincia



ALBERTA ENERGY COMPANY ARGENTINA S.A.

Desarrollando recursos
en armonía con la naturaleza

de Salta con Atacama en el norte de Chile. La vinculación actual con Chile permite exportar hasta un máximo de 600 MW y se proyecta una nueva vinculación en la región central para conectar la zona de Mendoza con Santiago de Chile.

La realidad indica que el parque térmico instalado en la Argentina, puede ofrecer la oportunidad de estabilizar sistemas netamente hidráulicos como los que operan en Chile y en el Brasil. Esa oportunidad motiva hoy los proyectos en estudio y convierte a la Argentina en un exportador energético de peso en la región.

Conclusiones

De la revisión del panorama energético del Brasil, ante el profundo cambio en las reservas de gas natural en Bolivia como consecuencia de la apertura petrolera y la construcción

del gasoducto de exportación Santa Cruz-São Paulo-Porto Alegre, y en conocimiento de la situación del sector energético de nuestro país, podemos extraer las siguientes conclusiones:

- El petróleo crudo que deje de consumir Brasil por incremento de la producción local y su muy probable autoabastecimiento, no afectará de ningún modo a las exportaciones de la Argentina que seguirán abasteciendo a Chile, a los Estados Unidos y a otros mercados.
- La competencia de Bolivia como proveedor de gas natural privilegiado por el aumento de las reservas disponibles y la interconexión existente con el mercado brasileño, es una amenaza concreta a los proyectos de exportación desde la Argentina, con excepción del proyecto Uruguayana-Porto Alegre en el que participa Petrobrás como socio.
- En cuanto a las interconexiones

eléctricas, la situación de la Argentina es favorable debido a la complementariedad de los sistemas y a la capacidad instalada disponible en condiciones competitivas. La mejor prueba es la inclusión de los proyectos de exportación desde Garabí incluidos en el Plan de Expansión del Ministerio de Minas y Energía del Brasil.

Por último, queremos reiterar que los proyectos de inversión en el sector energético del Brasil están orientados fundamentalmente para atraer capitales por parte de las empresas privadas nacionales e internacionales, razón por la cual, si bien afectarán sin dudas las exportaciones energéticas desde la Argentina, deberemos considerarlos como nuevas oportunidades de negocios para las empresas de nuestro país que pueden acreditar su experiencia y su capacidad para competir en procesos similares.

**DESDE HACE 40 AÑOS EN ARGENTINA
DESDE MAS DE 100 AÑOS EN E.E.U.U**

Diseñadores y constructores de:

- Plantas de almacenaje y despacho llave en mano
- Terminales marítimas
- Tanques API 650, 620 para hidrocarburos
- Tanques y sistemas para gases, refrigerados y criogénicos
- Almacenaje de L.P.G. bajo presión

Arenales 1123 6° Piso (C1061AAI)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tel.: (54-11) 4812-7887 Fax: (54-11) 4816-7455
E-mail: cbi@infovia.com.ar

Presencia local con recursos globales

