



ASOCIACION ARGENTINA
DE ECONOMIA POLITICA

ANALES | ASOCIACION ARGENTINA DE ECONOMIA POLITICA

XLIII Reunión Anual

Noviembre de 2008

ISSN 1852-0022

ISBN 978-987-99570-6-6

Beneficios de la Integración en el mercado de gas
natural del MERCOSUR

A. Enrique Neder
Carlos S. Valquez
Carlos F. Ceballos Ferroglio



Beneficios de la Integración en el mercado de gas natural del MERCOSUR por A. Enrique Neder; Carlos S. Valquez; Carlos F. Ceballos Ferroglio se distribuye bajo una [Licencia Creative Commons Atribución-NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/).

Asociación Argentina de Economía Política
XLIII Reunión Anual
Córdoba, 19 al 21 de noviembre de 2008

Beneficios de la Integración en el mercado de gas natural del MERCOSUR

por A. Enrique Neder, Carlos S. Valquez y Carlos F. Ceballos Ferroglio*

Resumen

La integración del mercado de gas natural en el cono sur es un tema desafiante tanto para las firmas y gobiernos actuales como para los futuros. En el trabajo se identifica una política óptima (considerando producción, transporte y regulación) para la integración en la industria de gas natural del Cono Sur, destacándose la importancia de la integración y analizando teóricamente algunos factores que constituyen restricciones a la integración. Usando un modelo matemático sencillo, identificamos el flujo de gas natural entre diferentes nodos tal que minimicen el costo total (de producción y transmisión) para la región. Los resultados de cinco casos son presentados, a la vez que se analizan los costos de una situación de autarquía. También se consignan algunas posibles extensiones para líneas de investigación.

Abstract

The natural gas market integration in Latin America is a very challenge topic not only for incumbent firms and governments but also for incoming ones. In the paper we identify an optimal policy (considering production, transport, and regulation) for the integration in the Southern Cone's natural gas industry. We stress the importance of integration and we also analyze theoretically some factors that constitute a constraint for the integration in the regional natural gas industry. Using a simple mathematical model, we identify the natural gas flows among different nodes that minimize total costs (production and transmission) for the region. We present the results analyzing five cases. At the same time, we analyze the costs of an autarky situation and some possible research extensions.

JEL: Q4

* Facultad de Ciencias Económicas, Universidad Nacional de Córdoba, República Argentina. Av. Valparaíso sin n°, Ciudad Universitaria, 5000-Córdoba, República Argentina. email: enrique.neder@eco.uncor.edu Teléfono: 54 351 4437300 int. 222.

Las opiniones vertidas en este trabajo no comprometen a la institución y, de existir, tanto los aciertos como los errores son exclusiva responsabilidad de los autores.

Beneficios de la Integración en el mercado de gas natural del MERCOSUR

por Á. Enrique Neder, Carlos S. Valquez y Carlos F. Ceballos Ferroglio*

I. Introducción

El mercado de gas natural en América Latina, en general, y en el Cono Sur, en particular, constituye un tópico desafiante no sólo para las firmas y gobiernos incumbentes sino también para los próximos entrantes. Es bien conocido el hecho de que un proceso de integración es una ardua tarea. Sin embargo, los beneficios derivados de él deberían ser muy significativos. Así, los consumidores actuales (tanto los residenciales, como los industriales y comerciales) se beneficiarían por la posibilidad de disponer de una más estable y segura oferta de gas natural. Al mismo tiempo, los consumidores se beneficiarían afrontando precios más bajos¹ como consecuencia de una mayor competencia en la producción y como resultado de una reducción en las rentas monopólicas.

Por el lado de los productores, ellos se beneficiarían al tener más amplias posibilidades de vender gas natural a un mayor número de consumidores y al tener más chances de diversificación en sus riesgos de inversión entre más mercados.

Para los consumidores y productores entrantes, los beneficios provendrían de las perspectivas que desarrollarían en un mercado más estable como consecuencia de que la integración aliviaría el inconveniente de falta de oferta local.

Sin embargo, implementar un proceso eficiente de integración en el mercado de gas natural tiene algunas restricciones a ser superadas, particularmente aquellas conectadas con la división de actividades, regulación y la distinción entre los principales mercados domésticos y de exportación.

Tomando en cuenta todo lo anteriormente expuesto, el objetivo de este trabajo es identificar la política óptima (considerando la producción, el transporte y la regulación) para la integración en el mercado de gas natural en el MERCOSUR. En este sentido, primero destacamos la importancia de la integración y también analizamos desde un punto de vista teórico algunos factores que constituyen una restricción para la integración regional en la industria del gas natural y también aquellos factores que la promueven (por ejemplo, las políticas macroeconómicas y regulatorias, las actividades del regulador, etc.).

Consecuentemente, utilizando un modelo matemático sencillo, identificamos los flujos de gas natural entre los diferentes nodos que minimizan los costos totales (producción y transporte) en la región, satisfaciendo la restricción sobre la capacidad de producción y de transporte, así como la demanda en cada nodo. Los resultados son presentados analizando cinco casos, a la vez que se analizan los costos de una situación de autarquía. También se consignan algunas posibles extensiones para futuras líneas de investigación. La bibliografía es presentada en la última sección.

* Facultad de Ciencias Económicas, Universidad Nacional de Córdoba, República Argentina. Av. Valparaíso sin n°, Ciudad Universitaria, 5000-Córdoba, República Argentina. email: enrique.neder@eco.uncor.edu Teléfono: 54 351 4437300 int. 222.

Las opiniones vertidas en este trabajo no comprometen a la institución y, de existir, tanto los aciertos como los errores son exclusiva responsabilidad de los autores.

¹ Particularmente en países importadores netos. En el caso de países exportadores, un aumento de la demanda internacional, producto de la integración, podría hacer subir los precios domésticos.

II. La importancia de la integración

La integración, entendida como un proceso por el cual dos o más países comienzan a establecer acciones complementarias y las barreras que pudieran haber existido entre ambos (como culturales, económicas, comerciales, etc.) empiezan a levantarse, constituye un muy importante elemento a ser analizado. Más aún, cuando hablamos de integración en el sector energético, particularmente en la integración de gas natural.

Durante los 90's la integración energética fue vista como un objetivo principal en Sudamérica. En el proceso de integración la energía debería jugar un rol clave en incentivar el proceso de integración económica. Tal como es mencionado por Dos Santos et al. (2006), "la gran complementariedad entre países exportadores de energía tales como Argentina, Bolivia y Paraguay, y países importadores de energía tales como Brasil, Chile y Uruguay, se supuso que era lo suficientemente fuerte como para promover un gran mercado integrado"².

A pesar de que las obras de hidroelectricidad fueron pensadas como el motor del proceso de integración, ahora el acento está puesto en el gas natural. Sin embargo, la integración corre peligro como consecuencia de los proyectos políticos y económicos que están llevando a cabo los países de Latinoamérica. Esta es la razón por la que los países del MERCOSUR necesitan restablecer las discusiones acerca de la importancia de la integración y comenzar a crear las condiciones para dar sustentabilidad a una política de integración energética.

III. Análisis regional

Entre los factores que promueven la integración de la industria del gas natural en el MERCOSUR podemos destacar el hecho concerniente a que los tres principales mercados consumidores (Argentina, Brasil y Chile) son complementariamente estacionales. En el caso de Argentina y Chile no hay coincidencia en los consumos máximos (en Chile el máximo consumo ocurre en los meses de marzo a mayo y en Argentina de junio a agosto). Por lo tanto, existe la posibilidad no sólo de complementación sino también de optimizar los sistemas de transporte evitando saturaciones.

Por otro lado, la capacidad de transporte de gas natural que conecta las cuencas argentinas con Buenos Aires es plenamente utilizada en los días de consumo máximo del invierno, dejando una capacidad excedente sustancial durante el resto del año. Esto es complementado por la capacidad de almacenaje de los reservorios en el sur de Brasil. El gas natural que no puede ser ofrecido a Brasil en el invierno puede ser reemplazado por la energía almacenada en los reservorios. Más aún, la demanda máxima de invierno en Argentina podría ser satisfecha (o, al menos, aliviada) con los depósitos recientemente descubiertos sobre las costas de Brasil.

III. 1. Red de gasoductos³

Adicionalmente a las complementariedades existentes entre la oferta y la demanda de gas natural, otro factor que promueve la integración regional es el significativo desarrollo de la red de gasoductos que unen los países de la región⁴. Hasta 1996, el único gasoducto que existía entre dos países de la región era el denominado Yabog. Este gasoducto de 441 km y un diámetro de 24 pulgadas conecta Río Grande, en la región de Santa Cruz de la Sierra (también el punto de partida del gasoducto que actualmente une a Bolivia con Brasil) con Campo Durán en la provincia de Salta, Argentina. Además, Pluspetrol opera un segundo gasoducto de 43 km y 8

² La traducción es nuestra.

³ En esta sección sólo se detalla lo concerniente a redes de gasoductos, sin considerar la alternativa que podría constituir el gas natural licuado. Ver EIA (2007).

⁴ Ver detalles en Fagundes de Almeida y Trebat (2004) y Raúl García Consultores (2003).

pulgadas que conecta Bermejo y Madrejones (Bolivia) con Salta (Argentina).

Más aún, el gasoducto que conecta Bolivia con Brasil (Gasbol) es el más largo en Sudamérica. Gasbol transporta gas natural desde la Municipalidad de Río Grande en Bolivia hasta los estados brasileros de Mato Grosso do Sul, Sao Paulo, Paraná, Santa Catarina y Río Grande do Sul. Su extensión es de unos 3140 km (557 km en Bolivia y 2583 km en Brasil), con una capacidad de 30 millones de m³/día. Deberían también sumarse los 680 km de gasoductos que corresponden a Bolivia-Cuiaba que transportan gas natural desde Río San Miguel en Bolivia a Cuiaba en el estado brasileros de Mato Grosso. El gasoducto tiene una capacidad de 2,5 millones de m³/día y alimenta a una estación generadora en Cuiaba.

El tercer gasoducto internacional que transporta gas es el que va desde Argentina hacia la estación generadora de 600 MW en Uruguaiana en el estado de Río Grande do Sul (Brasil) con una capacidad de 2,7 millones de m³/día. Adicionalmente, está proyectada una expansión de este gasoducto desde Uruguaiana hasta la ciudad de Porto Alegre (capital del estado de Río Grande do Sul). Si esta expansión se completara, el gasoducto tendría una capacidad de 12 millones de m³/día.

Al mismo tiempo, entre 1996 y 1999, siete gasoductos fueron construidos entre Argentina y Chile, resultando en la red internacional más extensa en Sudamérica. El primer gasoducto entre Argentina y Chile correspondió a Tierra del Fuego (Methanex) con una longitud de 83 km y un diámetro de 14 pulgadas. Fue construido para alimentar una planta de metanol en el sur de Chile. Otros dos gasoductos de menor capacidad (2 millones de m³/día) fueron construidos en 1999.

Los dos gasoductos más grandes entre Argentina y Chile son el Norandino (1060 km y 7,1 millones de m³/día) y Gas Atacama (941 km y 8,5 millones de m³/día). El Norandino empezó a operar en noviembre de 1999 y une la cuenca noroeste en Salta (Argentina) con Mejillones (Chile). Abastece a clientes industriales y a una generadora y a minas de cobre. El gasoducto Gas Atacama comenzó a operar en julio de 1999 y también une los mismos puntos abasteciendo a clientes industriales y a dos estaciones generadoras.

Los restantes gasoductos entre Chile y Argentina son el Gas Andes y el Pacífico. El Gas Andes tiene una capacidad de 9 millones de m³/día y abastece a la compañía distribuidora Metrogas en Santiago de Chile y a una estación generadora de 379 MW en Nueva Renca. El gasoducto Pacífico tiene una capacidad de 9,7 millones de m³/día y provee gas natural principalmente a las industrias de papel, cemento, acero, vidrio y pescaderías de Bio-Bio (región del sur de Chile).

Argentina empezó a exportar gas natural a Uruguay hacia fines de 1998 a través del gasoducto del Litoral (26 km y 0,7 millones de m³/día) uniendo la provincia de Entre Ríos (Argentina) y Paysandú (Uruguay). Un "loop" fue agregado en 2000 para abastecer a una estación generadora de 360 MW en Casablanca (Uruguay). Desde noviembre de 2002 el gasoducto Cruz del Sur está operando (208 km y 5 millones de m³/día) para abastecer a la empresa estatal UTE de Uruguay en Montevideo, a Gaseba (la compañía distribuidora en Montevideo) y a Conecta (el distribuidor en el resto del país).

III. 3. La industria del gas natural en los países del Mercosur ampliado

En esta sección describimos brevemente el comportamiento de la industria de gas natural en cada uno de los países considerados, poniendo algún énfasis en Argentina.

III. 3. a. Argentina

La producción de gas natural en Argentina aumentó (hasta 2006) un 130% desde la privatización del sistema ocurrida en 1992. Este crecimiento no fue sostenido a lo largo del periodo e incluso un leve descenso en la producción se observó en el periodo 2000-2002. Esta situación estuvo asociada a la crisis económica y a la inestabilidad institucional sufrida en Argentina en el mismo periodo. El consumo de gas

natural también se incrementó pero a una menor tasa, acumulando un aumento de 87% entre 1992 y 2006. Esta disparidad en la evolución de estas dos variables generó que la Argentina cesara de ser un importador de gas natural y se convirtiera en un exportador neto en 1998. En 2006 Argentina exportó gas natural por casi 12 millones de m³/día, lo que resulta equivalente a un décimo de su capacidad doméstica de transporte.

Tomando en cuenta las reservas de Argentina, existe una significativa tendencia declinante en la relación reservas/producción, la cual cayó de 24 años en 1993 a 9 años en 2006. Esta tendencia es explicada por la combinación de un fuerte incremento en la producción y un abandono en las actividades de exploración las cuales son significativamente menos rentable que la producción.

En el periodo previo a la crisis de 2001, el aumento en la producción de gas natural fue explicada por el crecimiento de la industria, la promoción de la inversión y una política energética apropiada. La crisis de 2001 en Argentina condujo a una serie de intervenciones del gobierno en la industria del gas natural que destruyó el marco regulatorio inicial. Como resultado de ello, las tarifas fueron pesificadas y congeladas, aumentándose en consecuencia la demanda (y secundariamente la producción) pero sin que ocurriera lo mismo con las actividades de exploración.

Con respecto al destino (origen) de las exportaciones (importaciones) de Argentina, debería destacarse que durante el periodo bajo análisis, Chile adquirió cerca del 95% de las exportaciones de gas natural de Argentina. El resto de las exportaciones fueron destinadas a Uruguay (totalmente dependiente de Argentina) y marginalmente a Brasil. Las importaciones de gas natural de Argentina provinieron exclusivamente de Bolivia.

Considerando la regulación, la industria del gas natural está separada en Argentina en dos segmentos: el *up stream*, que involucra las actividades de exploración y explotación, y el *down stream*, que incluye las actividades de transporte y distribución. El primer segmento está básicamente constituido por firmas privadas, teóricamente desreguladas. Si bien la tendencia hacia un segmento más competitivo ha estado presente, aún existen pocas empresas con una significativa participación del mercado. El segmento del *down stream* básicamente está regulado por un sistema de *price cap*. En 2004 comenzó un proceso de *unbundling* que obliga a los grandes usuarios a comprar gas en un mercado *spot*.

III. 3. b. Brasil

La producción de gas natural de Brasil se incrementó significativa y permanentemente. En el periodo 1992-2006 el aumento acumulado fue de 212%. Sin embargo, el consumo creció más que proporcionalmente a la producción (470%). Consecuentemente, Brasil mutó de una situación de autarquía a una de fuerte importador neto de gas natural. También puede observarse que el balance comercial de gas natural de Brasil fue equilibrado entre 1993 y 2000 y que en 2006 Brasil importó 26 millones de m³/día, un 93% proveniente de Bolivia y el resto de Argentina.

Las reservas de Brasil se mantuvieron relativamente estables en el orden de 30 años para la relación reservas/producción. Un importante aspecto a tener en cuenta en Brasil es que las reservas de gas natural están fuertemente asociadas a las reservas petroleras. Las actividades de producción están principalmente desarrolladas por Petrobras en una posición de monopolio con tarifas virtualmente no reguladas. Las tarifas de transporte no están reguladas como en el caso de Argentina, pero están establecidas por acuerdos mutuos entre las partes bajo la supervisión de la ANP. Es importante destacar el grado de integración vertical que existe en la industria del gas natural en Brasil. Petrobras participa abiertamente en las actividades de producción y transporte y de manera indirecta en las actividades de distribución.

III. 3. c. Bolivia

Bolivia fue el país que registró, en términos porcentuales, el más grande

incremento en su producción de gas natural durante el periodo bajo análisis. Esta variable acumuló un incremento de 216%.

Tomando en cuenta el consumo de gas natural, también se incrementó en el mismo periodo. Sin embargo, el aumento fue marcadamente más bajo que el observado en la producción (145% de incremento en el consumo). Esta situación contribuyó a ampliar la posición exportadora de Bolivia en la región, particularmente hacia Brasil y marginalmente hacia Argentina.

Bolivia es un país con un bajo desarrollo en infraestructura en gas natural (particularmente en el segmento de distribución). Esta situación promueve su perfil como exportador neto. Las reservas incrementaron continuamente durante el periodo bajo estudio. Sin embargo, el fuerte incremento en la producción condujo a una caída en la relación reservas/producción desde 2000.

Bolivia es uno de los países con más alto horizonte de explotación de reservas probadas (75 años en 2004) pero vale la pena considerar que este horizonte es reducido a menos de 20 años si Bolivia tuviera que satisfacer la demanda bajo condiciones de un mercado de gas natural doméstico desarrollado.

Considerando la estructura regulatoria de Bolivia, el segmento del *up stream* tiene una morfología oligopolística donde operan pocas compañías pero sólo dos de ellas tienen una alta participación de mercado. Los precios son determinados de una manera desregulada. La actividad de transporte está desarrollada monopólicamente. En cuanto a la faz institucional, la nacionalización de los hidrocarburos ocurrida en 2006 podrá continuar afectando negativamente las inversiones.

III. 3. d. Chile

Hasta 1996, Chile producía exactamente lo que consumía (aproximadamente 1,5 millones de m³/día). Luego de ese año, comenzó a desarrollarse una infraestructura de gas natural que condujo a Chile a sustanciales incrementos en el consumo en el orden de 350% durante el periodo 1996-2006. Sin embargo, el nivel de producción permaneció relativamente estable en el periodo bajo análisis⁵. Así, Chile fue forzado a constituirse en un importador neto de gas natural, básicamente dependiente de Argentina.

En 2002, como consecuencia de la crisis sufrida en Argentina, la autoridad regulatoria argentina forzó a que se diera prioridad a satisfacer la demanda del mercado local y limitar las exportaciones a Chile. Así, se generó un conflicto comercial entre los dos países.

Con respecto a la posición de reservas de gas natural, Chile es el tercer país en orden de importancia en la relación reservas/producción con una disponibilidad de gas natural de cerca de 50 años. Sin embargo, este indicador tiene menos significancia si se toma en cuenta que estos valores pueden ser explicados por una relativamente pequeña producción de gas natural antes que por un nivel considerable de reservas.

La alta dependencia del gas natural que se importa desde Argentina y las crisis energéticas sufridas en nuestro país han generado que Chile instrumentara diversas medidas tendientes a atenuar los impactos de esa influencia. Así, por ejemplo, existe un proyecto para construir una planta regasificadora del gas natural licuado que entraría en operación en 2009. También se está procurando diversificar la matriz energética.

III. 3. f. Uruguay

Dado que Uruguay no tiene reservas de gas natural, es un importador neto totalmente dependiente de Argentina. Sin embargo, el volumen de importaciones es muy pequeño (alrededor de 200 mil m³/día).

⁵ Esto puede ser explicado por la disponibilidad limitada de reservas probadas en el país.

Un acuerdo entre Argentina y Uruguay fue firmado con el propósito de construir en Montevideo una planta de regasificación de gas natural licuado, con una capacidad inicial de 10 millones de m³/día, la cual haría que Uruguay se volviera un fuerte exportador de gas.

III.4. Caracterización del estado de la integración en el mercado de gas natural en el MERCOSUR y otros países latinoamericanos

La situación de intercambio de gas natural entre los países del MERCOSUR, para el año de calibración del modelo de redes desarrollado en este estudio (2004), se resume en la tabla siguiente. Los países sobre la diagonal principal están en una situación de autoabastecimiento (consumen lo que producen). Moviéndonos sobre una misma fila, podemos observar las exportaciones del país bajo análisis y moviéndonos sobre una misma columna observamos sus importaciones.

Regional NG Exchange Matrix
(MM of m³/day)

Year 2004 ▼

Exports →

	Fueg Arg	Nqn Arg	Norte Arg	Argentina	Bolivia	Brazil	Chile	Colombia	Peru	Uruguay	Venezuela	Trin & Tob	Total Production	Proved Reserves
Fueg Arg	-			30,6									30,58	498,8
Nqn Arg		-		74,9									74,94	758,7
Norte Arg			-	17,6									17,60	258,7
Argentina				-		1,4	20				0			
Bolivia					-	6	19						27,53	2.074
Brazil						-	26						26,47	893
Chile							-	3					2,99	268
Colombia								-	17				17,26	326
Peru									-	2			2,36	890
Uruguay										-			0,00	-
Venezuela											-	77	77,04	11.745
Trin & Tobago												-	39	1.460
Total Consumpt	-	-	-	103,9	5,9	47,3	22,7	17,3	2,4	0,3	77,0	38,8	353,86	19.173,7

Nota: valores en millones de m³/día.

Fuente: cálculos propios basados en Oil and Gas, BP y EIA.

A la fecha de culminación de este trabajo, Trinidad y Tobago era el único país que exportaba gas natural en la forma de gas natural licuado. Alrededor de 31 millones de m³/día son enviados por barco a los países de Asia.

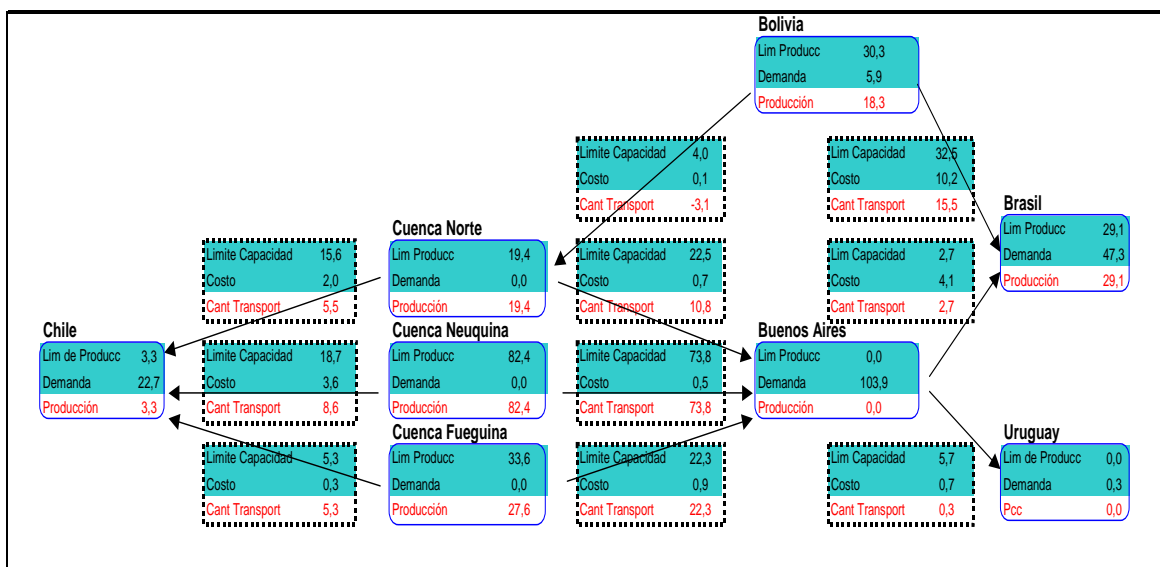
IV. El modelo

A los fines de analizar el problema del transporte, desarrollamos un modelo de redes del gas natural. La red consiste en un conjunto de nodos conectados por gasoductos. Un nodo puede inyectar gas (es decir, ofrecer gas), demandar gas, ambas actividades o constituirse en un nodo de paso. El flujo entre nodos está restringido por la capacidad del gasoducto. En el modelo, la dirección del flujo no está restringida; de esta manera, el gas natural puede fluir en ambas direcciones. Esta forma de modelar toma en cuenta la posibilidad de reversión del flujo en ciertos gasoductos (es el caso de los gasoductos que conectan Argentina, Bolivia y Brasil).

IV.1. Supuestos del modelo

-La unidad mínima de análisis está a nivel de nodos (países). Esto significa que, dentro del mismo país, el mercado consumidor y las fuentes de producción coinciden con respecto al lugar⁶, excepto en el caso de Argentina, para el cual se consideraron tres cuencas productoras (Norte, Neuquina y Fueguina) y un único mercado consumidor (Buenos Aires).

MODELO DE SIMULACIÓN DE INTEGRACIÓN DE GAS NATURAL EN EL MERCOSUR



Nota: los valores corresponden a la ejecución del modelo para el caso base.

-No existen restricciones en la capacidad de transporte dentro de cada país (nodo); por ejemplo, si las reservas son suficientes, la demanda de un país puede ser completamente satisfecha por sí mismo (ello equivaldría a un pleno desarrollo de las redes de transporte y distribución).

IV.2. Descripción de la operación del modelo

La política óptima para la integración de la industria del gas natural consiste en identificar las cantidades –producidas y transportadas– que minimizan el costo total en el mercado regional constituido por Argentina, Brasil, Bolivia, Chile y Uruguay.

El modelo tiene la siguiente estructura:

IV. 2. a. Función objetivo

El costo total (CT) de la producción y transporte de gas natural (considerando nodos para cada país en la región) es la función objetivo. Matemáticamente:

$$CT = \sum_{i=1}^m \sum_{j>i}^m ct_{ij} |x_{ij}| + \sum_{i=1}^m cp_i x_{ii} \quad (1)$$

⁶ A partir de este supuesto derivamos la ausencia de costos de transporte dentro del mismo país y entre un yacimiento y el mercado.

en que $i, j = 1, 2, \dots, m$, son los nodos de gas natural (exportadores, importadores y/o *hubs*); ct_{ij} = costo de transporte desde el nodo i al nodo j ; cp_i = costo de producción (precio del gas en boca de pozo) en el nodo i ; y x_{ij} = cantidad de gas natural transportado desde el nodo i hasta el nodo j . Se supone que el costo marginal es constante dado que se ha asumido que las empresas realizan nuevas exploraciones que les permite detectar nuevos pozos con menores costos, los que van reemplazando a los que están más cercanos a su agotamiento (de mayor costo), lo que en promedio hace que el costo marginal no varíe.

Suponemos que el precio del gas en boca de pozo representa el valor actual del costo económico de la producción en cada nodo⁷.

El proceso de optimización consiste en identificar el nivel de gas natural producido y transportado que minimiza el costo total del sistema para la región.

El modelo es estático, no considerando una optimización dinámica con relación a las reservas remanentes.

Restricciones

Consideramos cuatro restricciones en operación, a saber:

1. Equilibrio en los nodos: esta ecuación establece el equilibrio entre la oferta y la demanda de gas natural en cada nodo. La oferta incluye la producción local y las importaciones. Por su parte, la demanda incluye el consumo doméstico más las exportaciones.

$$\sum_{i=1}^m x_{ij} = D_j \quad (2)$$

para todo $j = 1, 2, \dots, m$

Se supone que la demanda no es una función del precio final del gas natural (precio en boca de pozo más costo de transporte). Sin embargo, la demanda es endógena en el sentido de que si la suma de las demandas de todos los nodos excede a la oferta, hay una reducción proporcional en la demanda de cada nodo, a los fines de asegurar el equilibrio⁸.

2. Capacidad de producción en cada cuenca: esta restricción establece que las cantidades producidas en cada cuenca debería ser menor o igual a su capacidad de producción. Ello también permite la existencia de una utilización no plena de la capacidad.

$$x_{ii} \leq a_i \quad (3)$$

para todo $i = 1, 2, \dots, m$

a_i = máximo de producción de gas natural en la cuenca i .

La capacidad máxima de producción en cada cuenca está determinada sobre la base de una medida de política para cada país a través de la cual el horizonte de consumo de las reservas probadas está establecido.

⁷ Tomando en cuenta el costo de producción, podríamos también considerar los contratos involucrados e incluir el precio *net back*; sin embargo, ésta es una tarea no emprendida en el presente trabajo. Adicionalmente, existe discriminación de precios al nivel de producción en boca de pozo y esto es un obstáculo para obtener un precio sobra para minimizar la función de costo.

⁸ Sin embargo, el modelo permite identificar la demanda no satisfecha resultante de las restricciones sobre la capacidad de transporte.

Dada esta relación, el límite sobre la producción de cada año está fijado. En otras palabras, el nivel de producción no está basado ni en la capacidad instalada de producción ni en los precios, sino en la política de agotamiento decidida sobre las reservas probadas en el año de calibración del modelo. Esto permite diferentes escenarios para el análisis. Para las simulaciones se tomó el ratio de reservas a producción en el año de calibración del modelo.

3. Capacidad de transporte: el gas transportado a través de un gasoducto (los operativos y aquellos que están en plan de construcción), en general, y el gas transportado desde cada cuenca a cada mercado, en particular, debería ser menor o igual a la capacidad del gasoducto.

$$x_{ij} \leq \gamma_{ij} \quad (4)$$

para todo $i, j = 1, 2, \dots, m$

siendo γ_{ij} la capacidad de transporte entre los nodos i y j .

4. Nivel no negativo de gas natural producido: esto evita la existencia de soluciones inconsistentes no sólo desde un punto de vista económico sino también técnico.

$$x_{ij} \geq 0 \quad (5)$$

para todo i y j .

IV. 3. Los datos

Las cantidades consideradas (capacidad de producción, demanda, capacidad de transporte) están en millones de metros cúbicos por día.

1. Capacidad de producción: es el volumen anual de gas natural que debería ser producido de manera de no agotar las reservas probadas para un determinado horizonte temporal⁹.

2. Demanda doméstica: es el volumen anual de consumo doméstico para el año de calibración, ajustado por una tasa de crecimiento aplicado al horizonte de análisis¹⁰. Esta tasa se obtiene tomando en cuenta el crecimiento natural de la población y el grado de desarrollo de la industria del gas natural en cada país.

3. Capacidad de transporte: toma en cuenta el máximo volumen (en millones de metros cúbicos diarios) de gas natural que puede ser transportado entre nodos. Estos nodos son unidos vía "rutas" de transporte cuya capacidad máxima es la suma de las capacidades de todos los gasoductos que unen estos nodos. La distancia entre ellos está dada por la del gasoducto más largo.

4. Costos de transporte: para cada "ruta" el costo del transporte en firme está expresado en dólares por millón de metros cúbicos diarios. En el caso de Argentina, hemos usado las tasas de las dos compañías transportistas (TGN y TGS). Para Chile consideramos las tasas de exportación en los gasoductos de Gas Andes y Norandino. Para el caso de Brasil usamos los datos del gasoducto de TGM. Para las rutas Bolivia-Brasil, Bolivia-Argentina y Argentina-Uruguay el costo de transporte fue estimado sobre la base de una tasa (dólares por millón de metros cúbicos día por kilómetro) que permitiera recuperar la inversión en el gasoducto "Noreste Argentino"¹¹.

⁹ Por ejemplo, si el ratio de reservas/producción para el año de calibración es igual a un horizonte de 20 años, el límite de producción debería ser el doble de aquel obtenido si el horizonte de análisis fuera mayor a 10 años.

¹⁰ Por falta de disponibilidad de datos, se trabajó con valores anuales. Lo ideal habría sido considerar consumos promedio diarios y consumos máximos diarios.

¹¹ Se tomó este gasoducto por tratarse de uno que se encuentra en construcción.

V. Simulaciones y resultados del modelo

Las simulaciones consistieron en el análisis de cinco casos mediante la sensibilización de ciertas variables (por ejemplo, crecimiento de la demanda, crónicas térmicas y grado de integración) con el objetivo de minimizar el costo total de operación del sistema. Adicionalmente, se contrastaron estos resultados para uno de los casos (el caso base) con una hipotética situación de autarquía (no integración), cuantificándose los beneficios del proceso de integración.

Seguidamente, se presentan cada uno de los casos.

V.1. Caso base

El año base utilizado para la calibración del modelo y para las predicciones es 2004. Éste es el último año en el que se pudo contar con información más confiable.

Para cada uno de los años bajo estudio, se verificaron las demandas exógenas en cada nodo. En el caso base consideramos la demanda promedio anual; en otros escenarios este supuesto es reemplazado tomando en cuenta la demanda máxima en el nodo. Para hacer esto, el consumo promedio anual debería ser ajustado mediante un factor de carga¹² representativo de cada país.

Los **costos de transporte** para diferentes gasoductos son determinados de la siguiente manera:

Argentina: el costo de transporte entre cada cuenca (Noroeste, Neuquina y Fuegoquina) y Buenos Aires –considerado este último como el mercado consumidor del nodo Argentina- es aquel de los servicios firmes de transporte que surge de la estructura tarifaria aprobada por Enargas (el regulador de Argentina) para TGN (Transportadora de Gas del Norte) y TGS (Transportadora de Gas del Sur) en julio de 2005, los cuales aún están en vigencia.

Argentina-Chile: consideramos tres rutas de transporte desde cada cuenca argentina a Chile. Para el costo de transporte de la cuenca Noroeste utilizamos un costo asociado al gasoducto Norandino tomando en cuenta el costo doméstico de los servicios de exportación de TGN y el costo del transporte externo. Con relación a la cuenca Neuquina, el costo de transporte considerado fue aquel del gasoducto Gas Andes. Y para la cuenca Fuegoquina, se estimó un costo de transporte teórico a partir del producto entre el costo promedio (en dólares por metro cúbico diario) y la distancia (en km) del gasoducto Methanex más extenso. El costo promedio¹³ fue estimado a partir de las tasas que permiten recuperar el valor presente neto de la inversión en realizar otro gasoducto similar al Noroeste entre Argentina y Bolivia¹⁴.

Argentina-Brasil: consideramos dos valores, el costo de transporte firme (o no interrumpible) del servicio de exportación de TGN y el costo de transporte internacional del gasoducto Aldea Brasileira-Uruguayana.

Argentina-Bolivia: el costo teórico fue multiplicado por la distancia del gasoducto Madrejonas-Campo Durán.

Bolivia-Brasil: el costo promedio de transporte es multiplicado por la distancia del gasoducto GasBol.

Límites de producción: a los fines de calibrar el caso base, se asumió una política de reservas consistente en un aumento de la producción anual de un 10%, uniformemente para cada cuenca.

Restricción de capacidad de Transporte: el caso base no toma en cuenta

¹² Un factor de carga es el ratio entre el consumo promedio anual y el consumo máximo histórico.

¹³ Obtenido de Givogri (2007).

¹⁴ Los fideicomisos son la principal forma de financiar estas inversiones, las cuales generalmente tienen un tiempo de reembolso de alrededor de 8 años.

las expansiones en la capacidad de transporte. Consecuentemente, la interconexión de gasoductos es la que correspondía a 2004. Ni las plantas de *peak shaving* ni el desarrollo de gas natural licuado fueron tomados en cuenta.

Corriendo el modelo de integración de gas natural para el caso base (ver Anexo I) arroja un costo total anual de US\$ 6.471 millones. Tomando en cuenta la producción de gas, todos los nodos de producción operan a plena capacidad con excepción de Bolivia y la cuenca Fueguina de Argentina. Con respecto al transporte y considerando los resultados del modelo, las rutas de los gasoductos de Argentina-Brasil, Cuenca Fueguina-Buenos Aires y la cuenca Noroeste-Chile resultan operativas a su capacidad límite. El resto tiene capacidad ociosa.

V.2. Caso 2: crecimiento en la demanda

En este caso la demanda exógena se ajusta en cada nodo, usando la media geométrica de su tasa anual de crecimiento observada en cada país durante los últimos cinco años respecto al de calibración. El modelo es ejecutado para el año 2010 a los fines de analizar si las restricciones vigentes, a la fecha de calibración del modelo, generan un obstáculo para el proceso de integración de la industria del gas natural en 2010.

Como resultado observamos que la demanda endógena disminuye para equilibrar la oferta. Al mismo tiempo, se observan restricciones de demanda en todos los nodos. La principal demanda no satisfecha es la de Brasil. Endógenamente, su demanda es de 87,7 millones de metros cúbicos diarios, mientras que la oferta es de solamente 50 millones de metros cúbicos por día. Este exceso de demanda debería ser mayor si hubiera sido tenida en cuenta la demanda exógena de Brasil de alrededor de 152 millones de metros cúbicos por día, la cual resulta del supuesto adoptado respecto al crecimiento. Particularmente, para el nodo brasileño, la principal restricción para satisfacer su demanda en 2010 sería la producción límite de Bolivia, su principal exportador. Esto es más fácilmente entendible si observamos que, de acuerdo al modelo, la producción anual de Brasil está en su máximo y también lo están sus importaciones desde Argentina, pero existe capacidad ociosa de transporte en el gasoducto que conecta Bolivia con Brasil.

V.3. Caso 3: invierno (consumo máximo)

En este caso, se supone la existencia de simultaneidad en los consumos máximos para distintas categorías de consumidores y en cada país. La demanda promedio se ajusta para el año de calibración (2004) utilizando un factor de carga específico para cada país.

En este caso, Argentina no satisface su demanda. Consecuentemente no existe la posibilidad de exportar gas natural a Uruguay. Más aún, el modelo optimiza determinando un flujo de importación de gas natural desde Brasil (hacia Argentina), que aún resulta insuficiente, convalidando la existencia de demanda insatisfecha.

Con respecto a Chile la demanda podría ser plenamente satisfecha con producción doméstica y con importaciones desde Argentina. Esto muestra que la restricción enfrentada por Argentina en este caso obedece a la restricción doméstica en la infraestructura de transporte, ya que en dos de las tres cuencas se verifica un excedente de producción que no puede ser transportado hacia el mercado demandante (Buenos Aires).

Para Uruguay, en virtud de su total dependencia de Argentina, toda su demanda quedaría insatisfecha al no poder constituirse el nodo Buenos Aires en un nodo de paso.

V.4. Caso 4: crecimiento en la demanda de gas natural asociado al PBI

A los fines de proyectar el crecimiento de la demanda de gas natural, en este caso se utilizó la tasa anual de crecimiento del PBI de cada uno de los países. Realizando esto, se evitan las distorsiones¹⁵ provocadas por las tarifas reguladas sobre la demanda.

El modelo también es ejecutado para 2010 con el objetivo de analizar si las restricciones vigentes obstaculizan el proceso de integración. Como consecuencia de las restricciones impuestas sobre las demandas exógenas, oferta y demanda se equilibran en todos los nodos con excepción de los de Brasil y Chile. Este país no puede satisfacer su demanda endógena, la cual es, de acuerdo a los resultados del modelo y considerando la restricción impuesta, de 34 millones de metros cúbicos diarios, mientras que la oferta es de 30,1 millones de metros cúbicos diarios. La restricción operativa en este caso es tanto la capacidad de transporte como la capacidad de producción de la cuenca Noroeste. Todos los gasoductos interconectados con Argentina (siempre dentro de los resultados del modelo para este caso) se encuentran operando a su plena capacidad, con excepción de los gasoductos Norandino y Gas Atacama (que unen la cuenca Noroeste de Argentina con Chile). Adicionalmente, podemos observar que, a pesar de que la restricción limitante es la misma que en el caso del crecimiento promedio geométrico de la demanda, en este caso el déficit es mayor a consecuencia de que la tasa de crecimiento del PBI superó a la del desarrollo de la infraestructura de gas natural.

En el caso de Brasil operan dos restricciones: por un lado, la capacidad de transporte de Argentina y por el otro el límite de producción de Bolivia.

V.5. Caso 5: el costo de la autarquía

En este caso, con los resultados que surgen del modelo, se efectuó una comparación del costo total del sistema si no pudieran realizarse intercambios de gas natural entre países. Así, aparecerían costos vinculados a la utilización de combustibles alternativos (en nuestro caso tomamos el fuel oil), así como también costos asociados al transporte, la producción y el costo por dejar de exportar determinados volúmenes de gas natural. A partir de los resultados del flujo real, del flujo de ejecución del modelo y de la solución de autarquía, se realizó una comparación para un caso específico (el caso base) a los fines de contrastar los beneficios que se producirían o se habrían producido por un mayor grado de integración.

V.5. a. Modelo vs. Flujo Real

Dado que el modelo minimiza el costo total de transporte y de producción de gas, sujeto a una serie de restricciones (de capacidad de transporte, de límite de producción), y a unos determinados precios (tanto de gas en boca de pozo, como de costo de transporte), resulta conveniente comparar el resultado que arroja el modelo, para un período, con el efectivo intercambio de gas ocurrido en ese mismo lapso a los fines de obtener una somera idea de la brecha respecto al óptimo flujo de gas natural. En este sentido se procedió a comparar el flujo real de gas, y los costos asociados a él, para el año base contra el resultado del modelo.

El cuadro de la página siguiente muestra el resultado, a nivel físico, de tal comparación. Los signos negativos muestran importaciones de los nodos consignados en la fila superior con respecto a los nodos de la columna de la izquierda. En la diagonal principal se consignan los niveles de producción de cada nodo.

¹⁵ Argentina es un caso particular dado que tiene tarifas "pesificadas" que no reflejan los costos.

Como puede observarse, el modelo incrementa la participación de la producción de la cuenca Neuquina de Argentina, pasando de 62,9 millones de metros cúbicos por día a 73,8 millones de metros cúbicos diarios, haciendo aconsejable la importación de gas desde Bolivia en 3,1 millones de metros cúbicos por día (situación ésta que no tuvo lugar en el año 2004). Adicionalmente se debe incrementar la producción de Brasil en 2,6 millones de metros cúbicos diarios y también la de Chile, aunque en menor medida (0,3 millones de metros cúbicos por día). Es importante destacar que el resultado del modelo coincide en la totalidad de los flujos en cuanto a su signo o sentido, es decir que el modelo para el caso base no sugiere la reversión de ningún flujo, sino la modificación en su cantidad.

Flujo Físico del Sistema									
<i>Año 2004</i>									
Modelo									
- en MM m3/día -									
	arg	bol	bra	chi	uru	Fueg	Nqn	Norte	D exógena
arg	0,0	0,0	-2,7	0,0	-0,3	22,3	73,8	10,8	103,9
bol	0,0	18,3	-15,5	0,0	0,0	0,0	0,0	3,1	5,9
bra	2,7	15,5	29,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	47,3
chi	0,0	0,0	0,0	3,3	0,0	5,3	8,6	5,5	22,7
uru	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
Fueg	-22,3	0,0	0,0	-5,3	0,0	27,6	0,0	0,0	0,0
Nqn	-73,8	0,0	0,0	-8,6	0,0	0,0	82,4	0,0	0,0
Norte	-10,8	-3,1	0,0	-5,5	0,0	0,0	0,0	19,4	0,0
									180,1

Flujo Real									
- en MM m3/día -									
	arg	bol	bra	chi	uru	Fueg	Nqn	Norte	D exógena
arg	-	2,2	-1,4	-	-0,3	25,7	62,9	14,8	103,9
bol	-2,2	27,5	-19,5	-	-	-	-	-	5,9
bra	1,4	19,5	26,5	-	-	-	-	-	47,3
chi	-	-	-	3,0	-	4,9	12,0	2,8	22,7
uru	0,3	-	-	-	-	-	-	-	0,3
Fueg	-25,7	-	-	-4,9	-	30,6	0	0	0,0
Nqn	-62,9	-	-	-12,0	-	0	74,9	0	0,0
Norte	-14,8	-	-	-2,8	-	0	0	17,60	0,0
									180,1

Si se efectúa una comparación de los costos asociados a cada una de las dos soluciones anteriores, obtenemos un esquema dividido entre costos de transporte y costos de producción (ver tabla de la página siguiente).

Para el costo de transporte sumamos por filas los valores positivos que serían los costos que estarían enfrentando los nodos de la columna de la izquierda.

Queda claro aquí que el costo total, incluso de la solución del año de calibración del modelo (2004), podría haberse reducido en cerca de 61 millones de pesos mensuales, obteniéndose ahorros de 19 millones de pesos en la producción y 42 millones de pesos en el transporte.

Esta ineficiencia o extracosto del proceso de producción y transporte de gas natural en la región es consecuencia de políticas de Estado de cada uno de los países miembro, como así también de la existencia de contratos preexistentes que imponen una serie de rigideces al libre flujo de gas natural en la zona.

Transporte									Producción	Total	
Año 2004											
Modelo											
- en MM \$ mensuales -											
	arg	bol	bra	chi	uru	Fueg	Nqn	Norte	Costo Tpte	Costo Pcción	Costo Total
arg	0,0	0,0	-10,9	0,0	-0,2	20,7	40,4	7,8	68,9	0,0	68,9
bol	0,0	0,0	-157,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	194,8	195,3
bra	10,9	157,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	168,8	371,8	540,6
chi	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	31,2	11,3	44,1	32,8	76,9
uru	0,20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2
Fueg	-20,7	0,0	0,0	-1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	159,6	159,6
Nqn	-40,4	0,0	0,0	-31,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	539,5	539,5
Norte	-7,8	-0,4	0,0	-11,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	117,0	117,0
									282,5	1415,5	1698,0

Real											
- en MM \$ mensuales -											
	arg	bol	bra	chi	uru	Fueg	Nqn	Norte	Costo Tpte	Costo Pcción	Costo Total
arg	-	-	-5,7	-	-0,2	23,9	34,4	10,7	69,0	0,0	69,0
bol	-	-	-198,4	-	-	-	-	-	0,0	293,1	293,1
bra	5,7	198,4	-	-	-	-	-	-	204,1	338,1	542,2
chi	-	-	-	-	-	1,5	43,5	5,8	50,8	29,7	80,5
uru	0,2	-	-	-	-	-	-	-	0,2	0,0	0,2
Fueg	-23,9	-	-	-1,5	-	0,0	0	0	0,0	176,9	176,9
Nqn	-34,4	-	-	-43,5	-	0	0,0	0	0,0	490,6	490,6
Norte	-10,7	-	-	-5,8	-	0	0	0,00	0,0	106,2	106,2
									324,1	1434,6	1758,7

Diferencia											
- en MM m3/día -											
	arg	bol	bra	chi	uru	Fueg	Nqn	Norte	Costo Tpte	Costo Pcción	Costo Total
arg	-	-	-5,3	-	0,0	-3,1	5,9	-2,9	-0,1	0,0	-0,1
bol	-	-	40,5	-	-	-	-	0,4	0,4	-98,3	-97,9
bra	5,3	-40,5	-	-	-	-	-	-	-35,3	33,6	-1,6
chi	-	-	-	-	-	0,1	-12,3	5,5	-6,7	3,1	-3,6
uru	-0,0	-	-	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0
Fueg	3,1	-	-	-0,1	-	-0,0	-	-	0,0	-17,3	-17,3
Nqn	-5,9	-	-	12,3	-	-	0,0	-	0,0	48,8	48,8
Norte	2,9	-0,4	-	-5,5	-	-	-	0,0	0,0	10,9	10,9
									-41,645	-19,1	-60,7

V.5. b. Modelo vs. Solución de No Integración

Aquí se compara el resultado del modelo con el de una situación de autarquía en la que cada país debería producir todo el gas necesario para la satisfacción de su demanda, sin poder importar.

Al respecto se presentan dos situaciones: una para países importadores y otra para países exportadores.

- **Países importadores**, en los cuales el nivel de producción resulta insuficiente para cubrir su demanda interna, deberían importar un combustible alternativo para saldar el déficit. Como combustible alternativo se toma el fuel oil, cuyo costo (a la fecha de realización del trabajo) es de US\$14 por millón de BTU.

- **Países exportadores**, en los cuales la producción es suficiente para cubrir su demanda, pero al cerrarse las fronteras perderían el costo de oportunidad por los volúmenes que exportaban a los países deficitarios. Este costo de oportunidad se puede valorar, como *proxy*, por el precio del gas en boca de pozo del nodo exportador.

En las siguientes tablas se comparan los egresos correspondientes a cada uno de los nodos para las dos soluciones arriba mencionadas¹⁶.

¹⁶ Nuevamente aquí se hace la suma horizontal de los valores positivos. Pueden existir diferencias por redondeos.

Costo de Compra de gas (Transporte + Gas en boca de pozo)									Costo Pcción	Cpa+Pcción	
Modelo Integrado											
- en MM \$ mensuales -											
	arg	bol	bra	chi	uru	Fueg	Nqn	Norte	Costo Cpa	Costo Pcción	Cpa+Pcción
arg	0,0	0,0	-28,0	0,0	-2,1	149,7	523,6	73,0	746,2	0,0	746,2
bol	0,0	0,0	-322,9	0,0	0,0	0,0	0,0	19,1	19,1	29,8	48,9
bra	28,0	322,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	351,0	371,8	722,7
chi	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	32,3	87,5	44,5	164,2	32,8	197,0
uru	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1	0,0	2,1
Fueg	-149,7	0,0	0,0	-32,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nqn	-523,6	0,0	0,0	-87,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Norte	-73,0	-19,1	0,0	-44,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
									1282,7	434,4	1717,0

Costo Solución Autarquía (compra + pcción + c.o.)									Diferencia	
Modelo Autárquico										
- en MM \$ mensuales -										
	arg	bol	bra	chi	uru	Fueg	Nqn	Norte	Costo Total	Diferencia
arg	765,2								765,2	19,0
bol		227,8							227,8	178,9
bra			1285,9						1285,9	563,2
chi				1007,2					1007,2	810,1
uru					15,1				15,1	13,0
Fueg						30,7			30,7	30,7
Nqn							56,3		56,3	56,3
Norte								51,9	51,9	51,9
									3440,0	1723,0

Para la solución integrada, los costos de los países importadores se componen de los siguientes conceptos: el costo del gas en boca de pozo del país exportador de origen, el costo de transporte asociado y, además, el costo de producción por el volumen de gas producido localmente, en tanto que el costo de los países exportadores solamente es el costo de gas en boca de pozo del gas consumido internamente.

Para la solución de autarquía los países importadores deben afrontar un costo igual al precio de gas en boca de pozo por el volumen que se produce localmente más el costo del fuel oil por el volumen de gas importado, en tanto que los países exportadores tienen como costos el precio del gas en boca de pozo por los volúmenes consumidos internamente, más el costo de oportunidad por los m³ de gas no exportados, a consecuencia de la no integración (estos volúmenes son valuados al precio de gas en boca de pozo del país exportador).

De la tabla anterior se puede observar que Argentina (Buenos Aires) al estar no integrada se perdería el costo de oportunidad de los volúmenes que vendería a Brasil y a Uruguay, lo que representa un costo de 19 millones de \$/mes. Idéntica situación se daría con todas las cuencas de Argentina que dejarían de vender a Chile.

Brasil, que según el modelo debería ser uno de los principales importadores con 27,7 millones de metros cúbicos diarios, tendría que sustituir dicho volumen de gas natural por fuel-oil con un costo incremental de 563,2 millones de \$/mes. La misma situación se da para Chile, altamente dependiente del gas proveniente de Argentina, que, en caso de tener que reemplazar este fluido por fuel-oil, tendría un incremento mensual en sus costos de 810,1 millones de \$/mes.

Uruguay tendría un incremento de 13 millones de \$/mes, valor que parecería relativamente pequeño en relación a los incrementos sufridos por los otros países; pero si se tiene en cuenta que el costo total para la solución integrada es de 2,1 millones de \$/mes, el incremento anterior representa un extracosto de 616% respecto a la situación de integración.

VI. Posibles extensiones de la investigación

Dos posibles casos adicionales que no son analizados en este trabajo podrían ser los siguientes: uno es un caso en el que la demanda doméstica es, en primer lugar, satisfecha en cada país, independientemente de los precios relativos; consecuentemente, cada país exporta los niveles excedentes. Y el otro caso es aquel en el que un despacho óptimo es determinado tomando en cuenta el costo marginal de cada nodo que es incluido. De la misma manera, cada precio de cuenca sería determinado.

VII. Conclusiones

La integración del gas natural en la región del MERCOSUR constituye un muy importante elemento de discusión para esos países. Sin embargo, se espera que los beneficios derivados de la integración deberían ser muy significativos, no sólo para los consumidores, sino también para los gobiernos y los productores (tanto los actuales como los entrantes).

En este trabajo, usando un modelo matemático sencillo, identificamos el flujo de gas natural entre diferentes nodos que minimizan los costos totales (producción y transporte) para la región. Analizamos cinco casos. En el caso base los resultados se ajustan al comportamiento actual del mercado de gas natural. En el caso del consumo máximo (el caso del invierno) se detectaron problemas de transporte en el corto plazo. Cuando se aplicaron tasas de crecimiento de la demanda, surgieron algunos problemas con la producción y el transporte. Y utilizando las tasas de crecimiento de la demanda relacionadas al PBI, también detectamos problemas con la producción y el transporte, pero en un nivel menos severo.

Cuando Argentina, Brasil, y Chile fueron considerados en conjunto, se observó que los máximos consumos no se daban concomitantemente, de manera que ello alentaría un mejor proceso de integración.

En el caso de autarquía se contemplaron los costos que implicaría la no disponibilidad adicional (o única) de gas natural en los nodos importadores, valuados al costo de un combustible alternativo (fuel oil) y el costo resultante de la no exportación valuadas al costo del gas en boca de pozo, para el caso de los nodos exportadores. Incorporando estos conceptos, se puede concluir que la solución de un modelo de no integración implicaría costos adicionales en un 100% de los costos que se darían en un modelo de integración plena. Este resultado refuerza aún más la importancia de generar una mayor integración en el mercado de gas natural de la región.

Bibliografía

- Banco Interamericano de Desarrollo BID (2001). *Integración Energética en el Mercosur Ampliado*, Washington DC.
- Beato, Paulina and Juan Benavides (2004). *Gas Market Integration in the Southern Cone*. Inter-American Development Bank. Washington, D.C.
- Cavallo, Domingo Felipe (2006). *Written Testimony of Domingo Cavallo before the Senate Committee on Foreign Relations on Energy Security in Latin America*. June.
<http://www.senate.gov/~foreign/testimony/2006/CavalloTestimony060622.pdf>
- Conrad, Jon M. (1999). *Resource Economics*. Cambridge University Press. United States of America.
- Dasgupta, P.S. and G. M. Heal (1979). *Economic Theory and Exhaustible Resources*. Cambridge University Press. United States of America.
- Dos Santos, Edmilson M, Victorio E. Oxilia Dávalos, and Murilo T. Werneck Fagá (2006). "Natural Gas Integration in Latin America: Forward or Backwards?". *Revue de l'Energie*, Nº 571, mai-juin.
- Energy Information Administration (2007).
http://www.eia.doe.gov/oil_gas/natural_gas/info_glance/natural_gas.html
- Fagundes de Almeida, E.L. y Trebat, N. (2004). "Drivers and barriers to cross-border gas trade in the southern cone". *Oil, Gas & Energy Law Intelligence*, Vol. 2, Nº 3, Julio.
- Givogri, Pablo (2007). "Condiciones de abastecimiento y precios de la industria del gas de Argentina en los próximos años". Fundación Mediterránea. Julio. Córdoba, Argentina.
- Kozulj, Roberto (2004). "La industria del gas natural en América del Sur: situación y posibilidades de la integración de los mercados". *Serie Recursos Naturales e Infraestructura*. Nº 77. CEPAL. Santiago de Chile, Chile. Diciembre.
- Kozulj, Roberto (2005). "Crisis de la industria del gas natural en Argentina". *Serie Recursos Naturales e Infraestructura*. Nº 88. CEPAL. Santiago de Chile, Chile. Marzo.
- Raúl García Consultores (2003). *Lecciones aprendidas en el proceso de integración de gas natural en el Mercosur*. Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y el Caribe. Montevideo, Uruguay.
- Shepherd, William (1990). *The Economics of Industrial Organization*. Prentice-Hall International Editions, London.

Anexo I

Caso Base

Modelo de Integración de Gas Natural

Year 2004

Función Objetivo

Costo Total	6.470,93	MM de USD / año
--------------------	-----------------	-----------------

1- Equilibrio en cada Nodo

Nodo	Oferta Total	=	Demanda	Unidad	Verificación
Argentina	103,9	=	103,9	(MMm3 día)	OK
Bolivia	5,9	=	5,9	(MMm3 día)	OK
Brasil	47,3	=	47,3	(MMm3 día)	OK
Chile	22,7	=	22,7	(MMm3 día)	OK
Uruguay	0,3	=	0,3	(MMm3 día)	OK
Fueg Arg	0,0	=	0,0	(MMm3 día)	OK
Nqn Arg	0,0	=	0,0	(MMm3 día)	OK
Norte Arg	0,0	=	0,0	(MMm3 día)	OK

2- Capacidad de Producción

Cuenca	Límite Pcción	>=	Pcción Real	Unidad	Verificación
Argentina	0,0	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Bolivia	30,3	>=	18,3	(MMm3 día)	OK
Brasil	29,1	>=	29,1	(MMm3 día)	OK
Chile	3,3	>=	3,3	(MMm3 día)	OK
Uruguay	0,0	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Fueg Arg	33,6	>=	27,6	(MMm3 día)	OK
Nqn Arg	82,4	>=	82,4	(MMm3 día)	OK
Norte Arg	19,4	>=	19,4	(MMm3 día)	OK

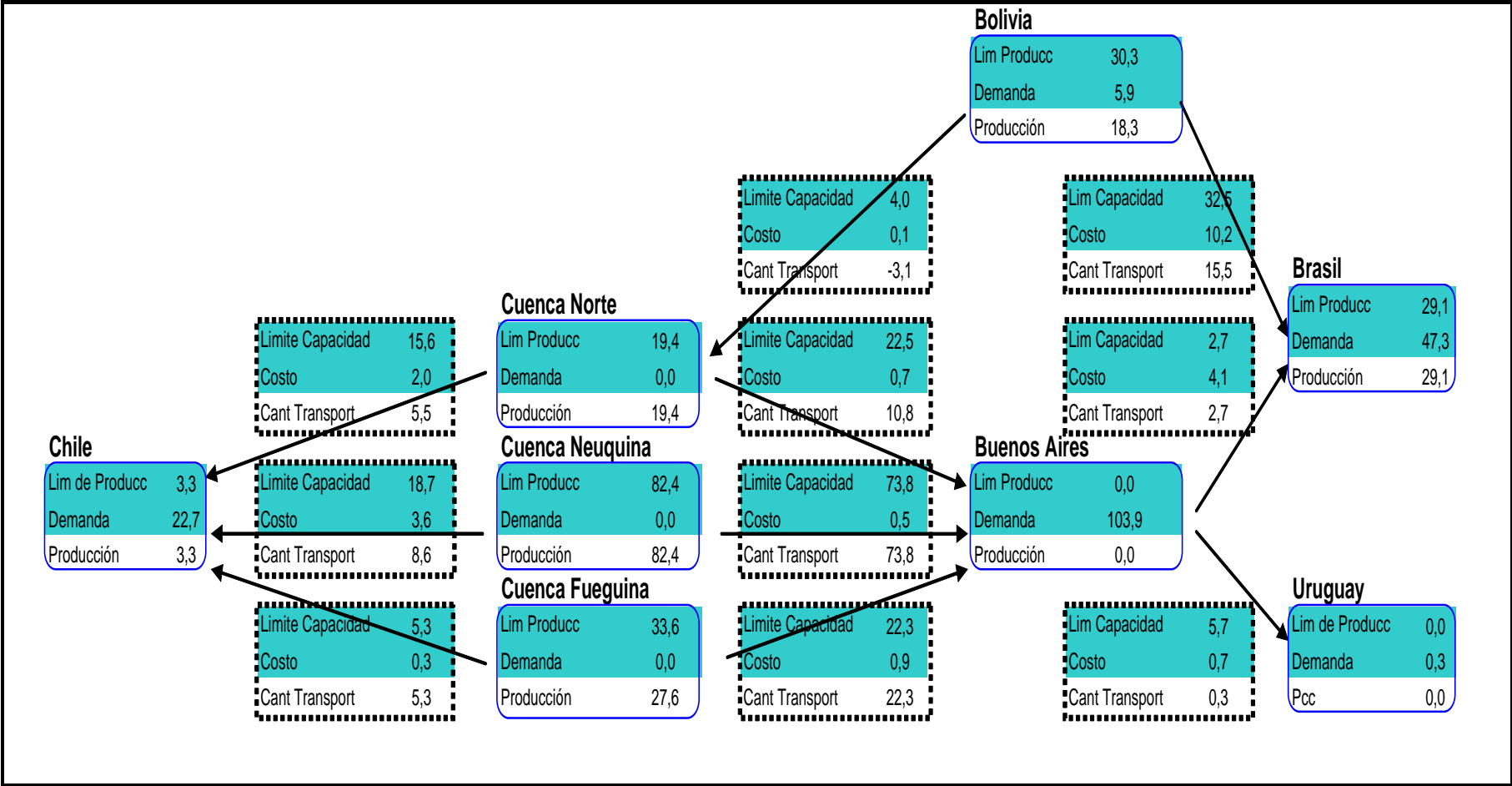
3- No negatividad del nivel de Producción

Cuenca	Producción	>=	Límite	Unidad	Verificación
Argentina	0,0	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Bolivia	18,3	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Brasil	29,1	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Chile	3,3	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Uruguay	0,0	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Fueg Arg	27,6	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Nqn Arg	82,4	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Norte Arg	19,4	>=	0,0	(MMm3 día)	OK

4- Capacidad de Transporte

Ruta	Límite Tpte	>=	Transporte GN	Unidad	Verification
Arg-Arg	1,E+10	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Arg-Bra	2,7	>=	2,7	(MMm3 día)	OK
Arg-Chi	0,0	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Arg-Uru	5,7	>=	0,3	(MMm3 día)	OK
Bol-Bol	1,E+10	>=	18,3	(MMm3 día)	OK
Bol-Arg	0,0	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Bol-Bra	32,5	>=	15,5	(MMm3 día)	OK
Bra-Bra	1,E+10	>=	29,1	(MMm3 día)	OK
Chi-Chi	1,E+10	>=	3,3	(MMm3 día)	OK
Uru-Uru	1,E+10	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Fue-Arg	22,3	>=	22,3	(MMm3 día)	OK
Fue-Chi	5,3	>=	5,3	(MMm3 día)	OK
Nqn-Arg	73,8	>=	73,8	(MMm3 día)	OK
Nqn-Chi	18,7	>=	8,6	(MMm3 día)	OK
Norte-Arg	22,5	>=	10,8	(MMm3 día)	OK
Norte-Bol	4,0	>=	3,1	(MMm3 día)	OK
Norte-Chi	15,6	>=	5,5	(MMm3 día)	OK

Esquema Modelo de Redes Caso Base



Caso Crecimiento de la Demanda

Modelo de Integración de Gas Natural

Year 2010

Función Objetivo

Costo Total sd MM de USD / año

1- Equilibrio en cada Nodo

Nodo	Oferta Total		Demanda	Unidad	Verificación
Argentina	72,5	=	72,5	(MMm3 día)	OK
Bolivia	9,6	=	9,6	(MMm3 día)	OK
Brasil	50,0	=	87,7	(MMm3 día)	-37,7
Chile	26,7	=	26,7	(MMm3 día)	OK
Uruguay	2,8	=	2,8	(MMm3 día)	OK
Fueg Arg	0,0	=	0,0	(MMm3 día)	OK
Nqn Arg	0,0	=	0,0	(MMm3 día)	OK
Norte Arg	0,0	=	0,0	(MMm3 día)	OK

2- Capacidad de Producción

Cuenca	Límite Pcción		Pcción Real	Unidad	Verificación
Argentina	0,0	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Bolivia	30,3	>=	30,3	(MMm3 día)	OK
Brasil	29,1	>=	29,1	(MMm3 día)	OK
Chile	3,3	>=	3,3	(MMm3 día)	OK
Uruguay	0,0	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Fueg Arg	33,6	>=	27,6	(MMm3 día)	OK
Nqn Arg	82,4	>=	51,9	(MMm3 día)	OK
Norte Arg	19,4	>=	19,4	(MMm3 día)	OK

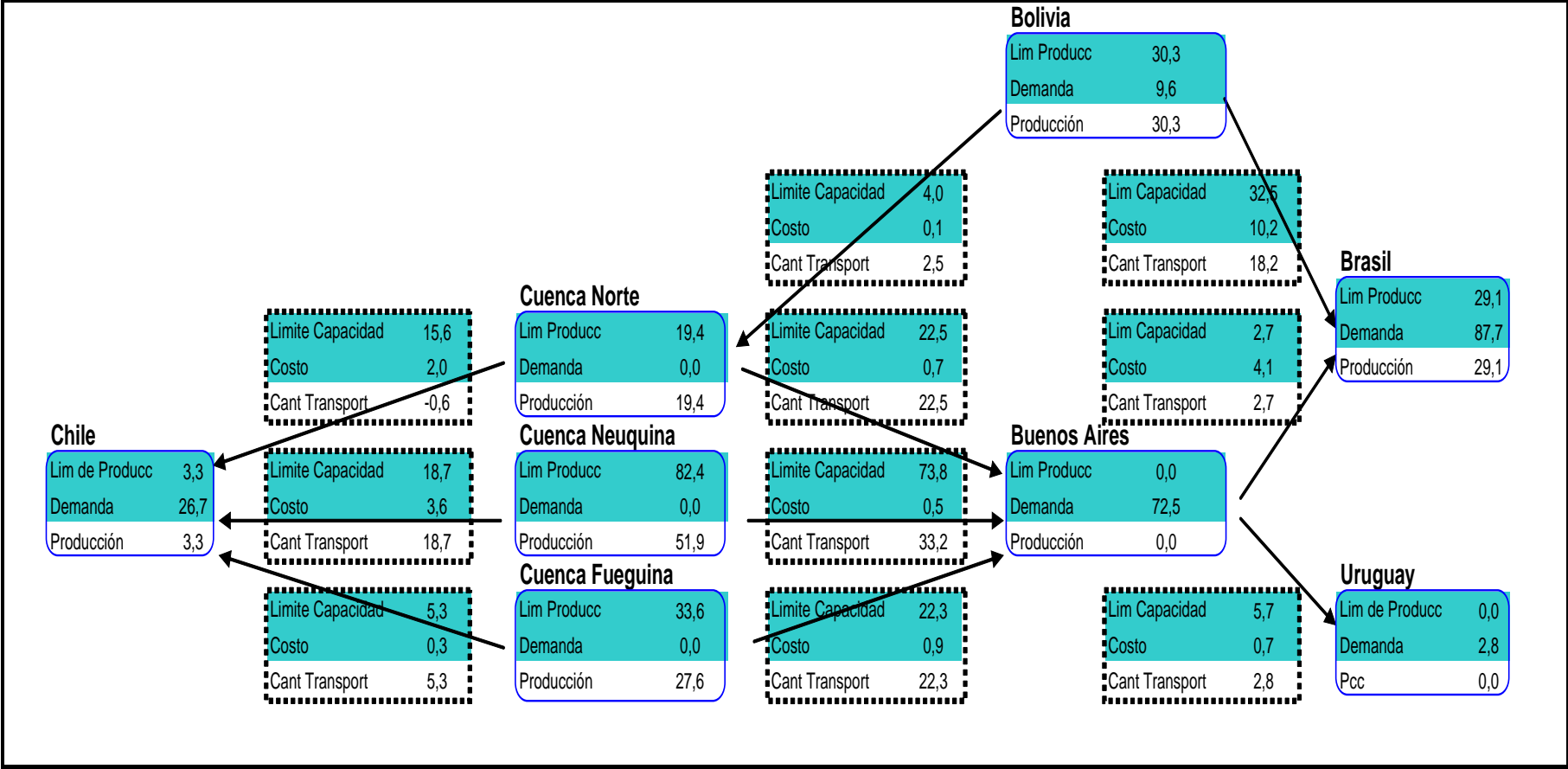
3- No negatividad del nivel de Producción

Cuenca	Producción		Límite	Unidad	Verificación
Argentina	0,0	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Bolivia	30,3	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Brasil	29,1	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Chile	3,3	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Uruguay	0,0	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Fueg Arg	27,6	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Nqn Arg	51,9	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Norte Arg	19,4	>=	0,0	(MMm3 día)	OK

4- Capacidad de Transporte

Ruta	Límite Tpte		Transporte GN	Unidad	Verification
Arg-Arg	1,E+10	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Arg-Bra	2,7	>=	2,7	(MMm3 día)	OK
Arg-Chi	0,0	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Arg-Uru	5,7	>=	2,8	(MMm3 día)	OK
Bol-Bol	1,E+10	>=	30,3	(MMm3 día)	OK
Bol-Arg	0,0	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Bol-Bra	32,5	>=	18,2	(MMm3 día)	OK
Bra-Bra	1,E+10	>=	29,1	(MMm3 día)	OK
Chi-Chi	1,E+10	>=	3,3	(MMm3 día)	OK
Uru-Uru	1,E+10	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Fue-Arg	22,3	>=	22,3	(MMm3 día)	OK
Fue-Chi	5,3	>=	5,3	(MMm3 día)	OK
Nqn-Arg	73,8	>=	33,2	(MMm3 día)	OK
Nqn-Chi	18,7	>=	18,7	(MMm3 día)	OK
Norte-Arg	22,5	>=	22,5	(MMm3 día)	OK
Norte-Bol	4,0	>=	2,5	(MMm3 día)	OK
Norte-Chi	15,6	>=	0,6	(MMm3 día)	OK

Esquema Modelo de Redes Caso Crecimiento de la Demanda



Escenario Crecimiento de la demanda asociado al PBI

Modelo de Integración de Gas Natural

Year 2010

Función Objetivo

Costo Total **sd** MM de USD / año

1- Equilibrio en cada Nodo

Nodo	Oferta Total		Demanda	Unidad	Verificación
Argentina	103,1	=	103,1	(MMm3 día)	OK
Bolivia	8,5	=	8,5	(MMm3 día)	OK
Brasil	49,6	=	52,0	(MMm3 día)	-2,5
Chile	30,1	=	34,0	(MMm3 día)	-3,85
Uruguay	0,7	=	0,7	(MMm3 día)	OK
Fueg Arg	0,0	=	0,0	(MMm3 día)	OK
Nqn Arg	0,0	=	0,0	(MMm3 día)	OK
Norte Arg	0,0	=	0,0	(MMm3 día)	OK

2- Capacidad de Producción

Cuenca	Límite Pcción		Pcción Real	Unidad	Verificación
Argentina	0,0	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Bolivia	30,3	>=	30,3	(MMm3 día)	OK
Brasil	29,1	>=	29,1	(MMm3 día)	OK
Chile	3,3	>=	3,3	(MMm3 día)	OK
Uruguay	0,0	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Fueg Arg	33,6	>=	27,6	(MMm3 día)	OK
Nqn Arg	82,4	>=	82,4	(MMm3 día)	OK
Norte Arg	19,4	>=	19,4	(MMm3 día)	OK

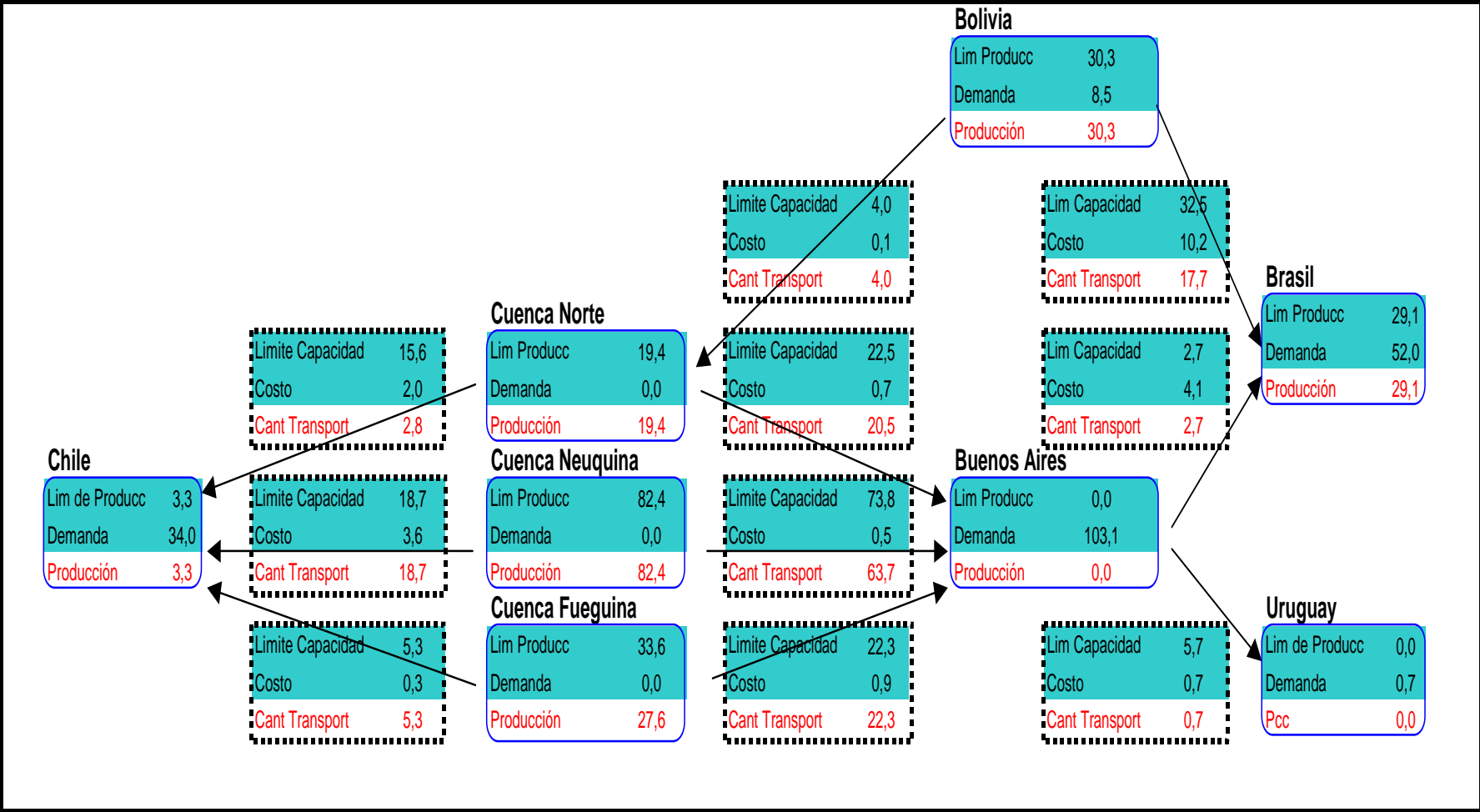
3- No negatividad del nivel de Producción

Cuenca	Producción		Límite	Unidad	Verificación
Argentina	0,0	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Bolivia	30,3	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Brasil	29,1	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Chile	3,3	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Uruguay	0,0	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Fueg Arg	27,6	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Nqn Arg	82,4	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Norte Arg	19,4	>=	0,0	(MMm3 día)	OK

4- Capacidad de Transporte

Ruta	Límite Tpte		Transporte GN	Unidad	Verificación
Arg-Arg	1,E+10	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Arg-Bra	2,7	>=	2,7	(MMm3 día)	OK
Arg-Chi	0,0	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Arg-Uru	5,7	>=	0,7	(MMm3 día)	OK
Bol-Bol	1,E+10	>=	30,3	(MMm3 día)	OK
Bol-Arg	0,0	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Bol-Bra	32,5	>=	17,7	(MMm3 día)	OK
Bra-Bra	1,E+10	>=	29,1	(MMm3 día)	OK
Chi-Chi	1,E+10	>=	3,3	(MMm3 día)	OK
Uru-Uru	1,E+10	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Fue-Arg	22,3	>=	22,3	(MMm3 día)	OK
Fue-Chi	5,3	>=	5,3	(MMm3 día)	OK
Nqn-Arg	73,8	>=	63,7	(MMm3 día)	OK
Nqn-Chi	18,7	>=	18,7	(MMm3 día)	OK
Norte-Arg	22,5	>=	20,5	(MMm3 día)	OK
Norte-Bol	4,0	>=	4,0	(MMm3 día)	OK
Norte-Chi	15,6	>=	2,8	(MMm3 día)	OK

Esquema Modelo de Redes Escenario Crecimiento de la Demanda Asociado al PBI



Caso Invierno Consumo Máximo

Modelo de Integración de Gas Natural

Year 2004

Función Objetivo

Costo Total sd MM de USD / año

1- Equilibrio en cada Nodo

Nodo	Oferta Total		Demanda	Unidad	Verificación
Argentina	121,3	=	129,8	(MMm3 día)	-9
Bolivia	6,5	=	6,5	(MMm3 día)	OK
Brasil	47,3	=	47,3	(MMm3 día)	OK
Chile	22,7	=	22,7	(MMm3 día)	OK
Uruguay	0,0	=	0,4	(MMm3 día)	-0,41
Fueg Arg	0,0	=	0,0	(MMm3 día)	OK
Nqn Arg	0,0	=	0,0	(MMm3 día)	OK
Norte Arg	0,0	=	0,0	(MMm3 día)	OK

2- Capacidad de Producción

Cuenca	Límite Pcción		Pcción Real	Unidad	Verificación
Argentina	0,0	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Bolivia	37,9	>=	32,3	(MMm3 día)	OK
Brasil	29,1	>=	28,3	(MMm3 día)	OK
Chile	3,3	>=	3,3	(MMm3 día)	OK
Uruguay	0,0	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Fueg Arg	42,1	>=	27,6	(MMm3 día)	OK
Nqn Arg	103,0	>=	82,2	(MMm3 día)	OK
Norte Arg	24,2	>=	24,2	(MMm3 día)	OK

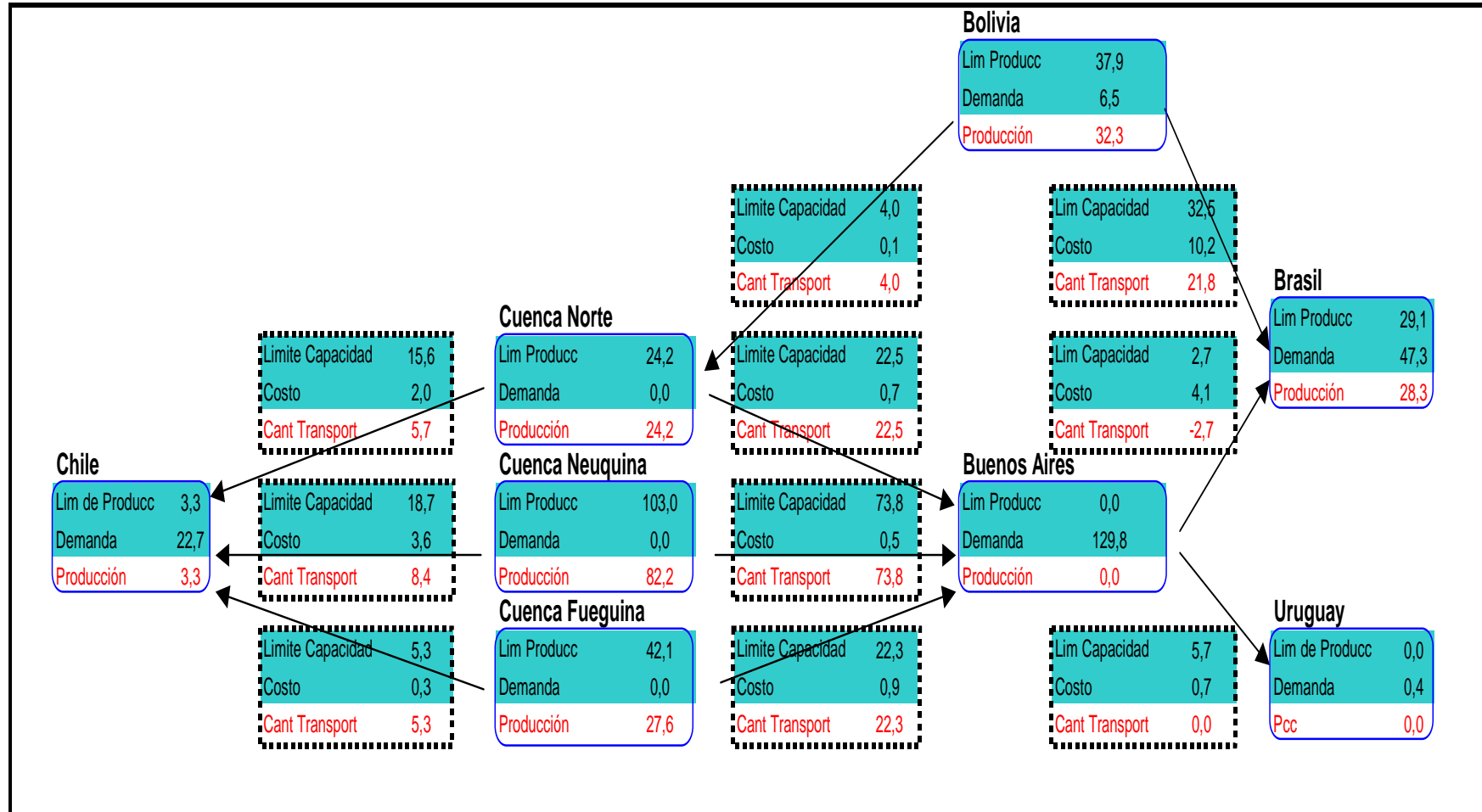
3- No negatividad del nivel de Producción

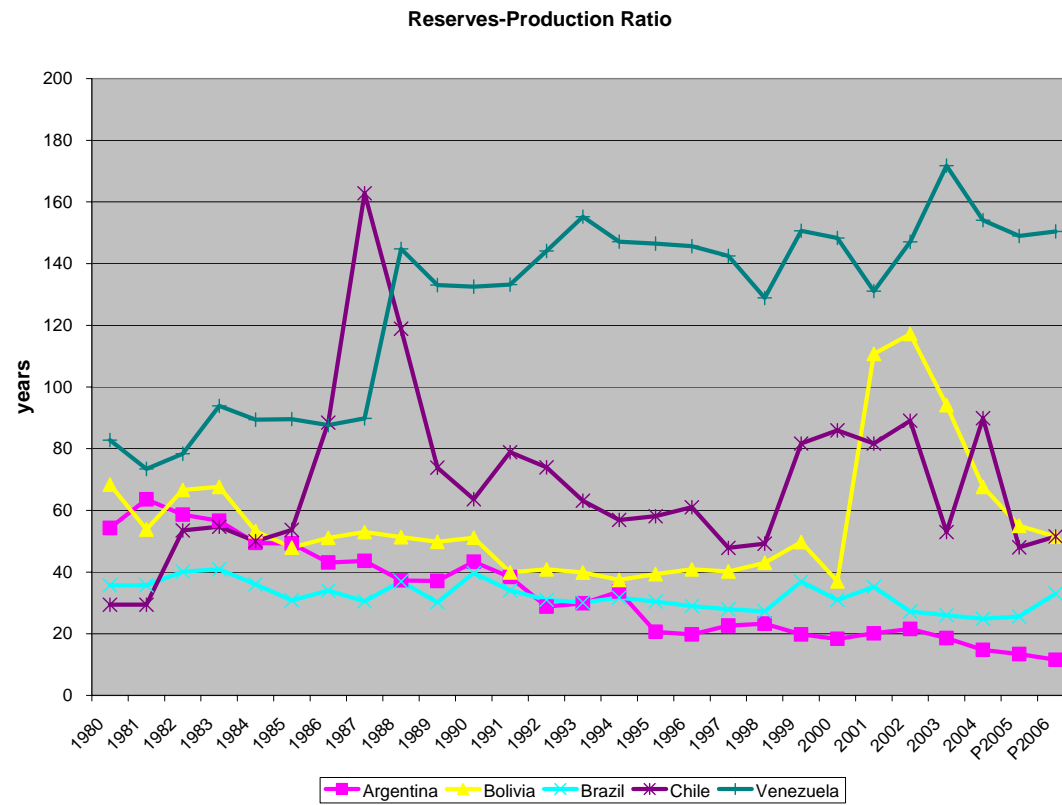
Cuenca	Producción		Límite	Unidad	Verificación
Argentina	0,0	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Bolivia	32,3	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Brasil	28,3	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Chile	3,3	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Uruguay	0,0	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Fueg Arg	27,6	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Nqn Arg	82,2	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Norte Arg	24,2	>=	0,0	(MMm3 día)	OK

4- Capacidad de Transporte

Ruta	Límite Tpte		Transporte GN	Unidad	Verificación
Arg-Arg	1,E+10	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Arg-Bra	2,7	>=	2,7	(MMm3 día)	OK
Arg-Chi	0,0	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Arg-Uru	5,7	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Bol-Bol	1,E+10	>=	32,3	(MMm3 día)	OK
Bol-Arg	0,0	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Bol-Bra	32,5	>=	21,8	(MMm3 día)	OK
Bra-Bra	1,E+10	>=	28,3	(MMm3 día)	OK
Chi-Chi	1,E+10	>=	3,3	(MMm3 día)	OK
Uru-Uru	1,E+10	>=	0,0	(MMm3 día)	OK
Fue-Arg	22,3	>=	22,3	(MMm3 día)	OK
Fue-Chi	5,3	>=	5,3	(MMm3 día)	OK
Nqn-Arg	73,8	>=	73,8	(MMm3 día)	OK
Nqn-Chi	18,7	>=	8,4	(MMm3 día)	OK
Norte-Arg	22,5	>=	22,5	(MMm3 día)	OK
Norte-Bol	4,0	>=	4,0	(MMm3 día)	OK
Norte-Chi	15,6	>=	5,7	(MMm3 día)	OK

Esquema de Redes Escenario Consumo de Invierno Máximo





Source: EIA.