

Revista Energética



Año 26, número 1, enero-febrero-marzo 2002

La Comunidad Andina de Naciones, OLADE y la integración energética regional, Sebastián Alegretti, Secretario General de la CAN

Energía y comercio internacional: hacia el desarrollo sustentable, Reinaldo Figueredo, Asesor del Director General de UNCTAD

El gas natural en México y su financiamiento, Luis Alberto Vásquez

La Cuenca de Gas Neuquina: ¿De California y Brasil a la próxima crisis energética en Argentina?, Francisco Figueroa de la Vega y Aníbal Dobrusín

La integración gasífera: reto para el desarrollo de América Latina y el Caribe

Los Sistemas de Información Energética Nacional: un instrumento para el desarrollo

Oportunidades de negocios e inversión en el sector energético



La Cuenca de Gas Neuquina: ¿De California y Brasil a la próxima crisis energética en Argentina?

Francisco Figueroa de la Vega* y Aníbal Dobrusín**

1. Introducción

La prospectiva realizada por la Secretaría de Energía de Argentina, para el período 2000-2010, muestra que la producción de gas natural tendrá capacidad como para satisfacer las necesidades del mercado. Cuando se extiende el horizonte al año 2020 la situación es ciertamente preocupante. Nuestra revisión de la prospectiva mencionada muestra que, en particular, la Cuenca Neuquina tendría a partir del 2010 dificultades de suministro, a menos que expanda su Base de Recursos.

Las consecuencias pueden conducir a una seria perturbación en el suministro de gas a los mercados interno y externo y para las economías de las provincias

que dependen de las regalías provenientes de la Cuenca. A ello se agregaría la caída en la recaudación de impuestos, tasas y contribuciones que pagan las empresas involucradas y alza en la tasa de desempleo, entre otros efectos. Para tratar de evitarlas serán necesarias investigaciones sobre el potencial de reservas e inversiones significativas en exploración, que deberán ser fomentadas por una política energética activa.

Sobre esta base, en los apartados que siguen nos referiremos primero a los requerimientos internos y externos de gas natural y luego a las posibles dificultades de oferta que tendrán los productores de la Cuenca Neuquina. En ese contexto no pueden ignorarse las derivaciones que han tenido las crisis de capacidad sobre

el suministro energético en California y Brasil y las causas que las han originado.

2. Breve descripción de la industria en el presente

Recursos de gas natural: El tema de los recursos es central toda vez que constituye la plataforma para el futuro desempeño de la actividad del gas natural. Estos se clasifican entre recuperados, descubiertos, identificados y no identificados, dependiendo del riesgo que supone cada categoría. El tema es de gran complejidad e inclusive de controversia ya que algunos autores sostienen que los recursos no identificados no alcanzan a la categoría de reservas y por lo tanto no deben ser considerados en las estimaciones del potencial productivo.

Tabla 1: Base de Recursos Gasíferos en la Cuenca Neuquina (MMm³)

Fecha de Estimación	Producción acumulada (*)	Reservas Probadas	Reservas Originales Descubiertas	Reservas Identificadas (**)	Recursos No Identificados (***)	Recursos Últimos
	1	2	3=1+2	4	5	6=3+4+5
1993 (1)	187	323	510	274	396	1180
1996 (2)	242	341	583	95	216	894
1999 (3)	310	377	687	97	200	984

(*) En base a datos de Yingoyen, 1994; (**) Reservas Probables y Posibles; (***) Recursos Hipotéticos y Especulativos.
Fuente: (1) Yingoyen, 1994; (2) Novara, 1998; (3) SE y M, 2001.

En este trabajo se sigue el criterio que los recursos no identificados son susceptibles de transformarse en reservas.

La suma de todas las categorías son los Recursos Últimos de la Cuenca a la fecha de su estimación y la ponderación de cada categoría por los respectivos factores de riesgo, tanto de descubrimiento como de recuperación, configura los Recursos Últimos Recuperables que es previsible entregar al mercado. Nos referimos a factores de riesgo y no a factores aleatorios dado que la cuantificación de aquellos son el resultado de la experiencia de expertos calificados (geólogos e ingenieros de reservorios) mientras que los últimos suponen un juego de azar.

Existen diversos trabajos nacionales que han cuantificado los Recursos Últimos de gas natural en la Cuenca Neuquina (Tabla 1). Los datos están expresados en miles de millones de metros cúbicos (MMm³).

Algunos de esos trabajos son estimaciones propias de los autores, otros recopilan información confidencial dispersa, de empresas en operación y certificadoras de reservas e infieren los resultados. Nuestro objetivo no es entrar en una discusión sobre la validez de los datos que consideramos debería ser analizada en un comité de expertos sobre el tema, sino analizar el comportamiento que cabe esperar de la producción futura, ante los requerimientos del mercado, dado el potencial gasífero en la Cuenca Neuquina.

Parece necesario recordar que a medida que aumenta el conocimiento, los recursos pasan en cascada desde esa categoría a la de reservas posibles y luego hasta la de probables antes de

producirse los descubrimientos que las transforman en probadas (por desarrollar y desarrolladas). Ese proceso dinámico no es automático ni necesariamente secuencial y puede explicarse por un conjunto de evaluaciones que conduce a cuantificar los recursos en sus distintas categorías.

Si los volúmenes de Recursos Últimos cuantificados hasta el presente reflejan su disponibilidad definitiva cabe esperar que las reservas y recursos no descubiertos, a medida que se transforman en reservas probadas, sean cada vez menores y mayores estas últimas. Sin embargo, se observa que los recursos últimos varían con el mayor conocimiento que aportan los avances de la tecnología en exploración. Pero, dado que la probabilidad de encontrar yacimientos grandes es cada vez menor cabe esperar que la expansión de los Recursos Últimos también sea menor aproximándose a su límite definitivo. El proceso implica aumentar el conocimiento sobre el potencial (recursos y reservas no descubiertas) para transformarlo luego en capacidad (reservas recuperables).

Más complejo aún resulta que esa capacidad se agota con la producción. Este aspecto fue analizado en el pasado [Marshall, 1890] con referencia a la explotación minera: "...El producto del campo es algo distinto del suelo, pues aquél, debidamente cultivado, mantiene su fertilidad, mientras que el producto de la mina es una parte de la propia mina". Entonces, dada la producción de gas natural se requerirán de crecientes descubrimientos de reservas tanto para reponer la capacidad como para posibilitar un suministro acorde con las crecientes necesidades del mercado. Sin embargo, no basta con disponer de una Base de Recursos. Adicionalmente se requiere poder expresar en términos de recuperables a los componentes que median entre las Reservas Originales y los Recursos Últimos (Tabla 1). Las Reservas Originales ya han sido en parte extraídas y el resto, una vez desarrolladas, están en condiciones de ser puestas en superficie con una elevada probabilidad de que así ocurra. La cuestión es cuánto puede recuperarse del resto de reservas y recursos. Para tal fin en este trabajo hemos adoptado el criterio aplicado por DeSorcy [Citado por Novara, 1998].

De la Tabla 1 seleccionamos la estimación de reservas y recursos de la fila (2), que se origina en diversas fuentes de información y que son suficientemente desagregadas y actualizadas para los fines de este trabajo. Esto nos lleva a la siguiente cuantificación para la Cuenca Neuquina (Tabla 2).

Tabla 2: Reservas y Recursos Gasíferos en la Cuenca Neuquina al 1/1/97 (MMm³)

Cuenca Productiva	Reservas			Reservas Identificadas 4=1+2+3	Recursos No Identificados 5
	Probadas 1	Probables 2	Posibles 3		
Neuquina	341.1	75.5	19.3	435.9	215.6

Fuente: En base a datos de [Novara, 1998].

Tabla 3: Estimación de Recursos Últimos Recuperables al 31/12/2000 (MMm³)

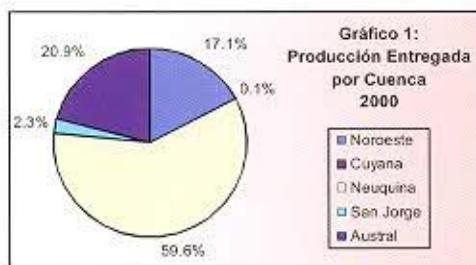
Cuenca Productiva	Producción Neta Anual (*) (1)	Producción Acumulada (**) (2)	Reservas Probadas (***) (3)	Reservas Originales Descubiertas (4)-(2)+(3)	Reservas Identificadas Recuperables (***) (5)	Recursos No Identificados Recuperables ((****)) (6)	Recursos Últimos Recuperables (7)=(4)-(5)+(6)
Neuquina	25.8	336	353	689	23.7	37.3	750

(*) Neta de reinyección a la formación; (**) Estimado en base a datos de [Yingoyen, 1994]; (***) Datos (SIEE-OLADE, 2001) con información provista por la Secretaría de Energía. (****) Estimado a 1997 en base a datos de [Novara, 1998], incluye reservas probables y posibles. (*****) En base a datos de [Novara, 1998], incluye potenciales estimados.

Fuente: Elaboración propia.

Los Recursos Ultimos Recuperables estimados para la Cuenca Neuquina (Tabla 3), al año 2000, indican que concentra 43.9% de los recursos gasíferos recuperables del país, estimados con la misma metodología. Por ello la importancia de lo que sucede en el futuro con el suministro de gas de la misma.

Los datos de Reservas Originales de la Tabla 3 parecen bastante fidedignos y el error puede estar dentro de márgenes



Recursos Ultimos Recuperables que hemos estimado, mientras que el margen por descubrir fue del 8.1%. Por lo tanto, es bastante previsible el futuro de la Cuenca si no aparecen nuevos recursos y si se confirman las estimaciones.

A efectos de posibilitar un análisis dinámico de los descubrimientos y producción frente a los requerimientos futuros nos basaremos en los datos de la Tabla 3. Es importante señalar que el grado de madurez de exploración de la Cuenca Neuquina tendrá una incidencia significativa sobre el ritmo de descubrimientos y producción futuro, de ahí la importancia de disponer de un adecuado conocimiento del universo de recursos.

Producción: En el 2000 la Cuenca Neuquina habría producido, desde el inicio de

país y se han incorporado interconexiones con Uruguay y Brasil (Tabla 4), que han incrementado las exportaciones (Tabla 5).

Las inversiones en gasoductos originadas en las expectativas de exportación de gas natural de la Cuenca representaron 38.1% de las inversiones en gasoductos realizadas en el país, también para exportación.

Las exportaciones de la Cuenca representaron, en el año 2000, el 49.7% de las exportaciones totales de gas del país. Por lo tanto, también es importante el futuro de esta Cuenca para los países vecinos.

Regulación: Los precios del mercado mayorista se fijan por libre contratación entre oferentes y demandantes, mientras que en los mercados minorista y de servicios de transporte y distribución, los precios y tarifas son regulados por el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS). La evolución de precios boca de pozo (Tabla 6) indica a la Cuenca Neuquina como la de mayor precio respecto al resto de las Cuencas.

Los precios City Gate del gas recibido en Buenos Aires, procedente de la Cuenca Neuquina, se estimaron en promedio en 1.93 US\$/MMBtu para el año 2000 y los costos de transporte promedio desde la Cuenca Neuquina se estimaron en 0.61 US\$/MMBtu.

3. Perspectivas de suministro de gas natural 2000-2020

Luego de analizar la prospectiva oficial sobre el mercado de gas natural en Argentina [Sec. de Energía, 2001], presentamos algunos resultados que estimamos pueden ser de interés para los decisores energéticos y operadores de la industria del gas.

Los principales resultados se refieren a:

- El alcance de los recursos de gas natural para asegurar el suministro a largo plazo al mercado interno y externo.
- Efectos del alcance de los recursos sobre los precios de venta del gas

Tabla 4: Gasoductos en operación y en construcción que exportan gas de la Cuenca Neuquina

Países de destino	Tramos en Argentina	Inicio Operación	Inversiones en Argentina (MMU\$)
Chile Gesandes	La Mora-Paso del Maipo Long: 313 km; Diam: 24"; Cap: 10 MMm ³ /d	6/97	162.0
Uruguay Petrouruguay	Gto. Entrerriano-Pte. Internac. Gral. Artigas Long: 15 km; Diam: 10"; Cap: 1 MMm ³ /d	10/98	4.0
Chile Pacifico	Yac. Loma La Letra-Paso Buta Mallín Long: 295 km; Diam: 20" y 24"; Cap: 3.5 MMm ³ /d	12/99	150.0
Brasil TGM	Aldea Brasileira-Uruguayana Long: 450 km; Diam: 24"; Cap: 2.8 MMm ³ /d	8/00	125.0
Uruguay Casablanca	Gto. Entrerriano/Cruce Río Uruguay Long: 10.5 km; Diam: 16"; Cap: 2 MMm ³ /d	Construcción	1.0
Uruguay Cruz del Sur	Punta Larga-Colonia Long: 93 km; Diam: 24" y 18"; Cap: 6 MMm ³ /d	Construcción	40.0

Fuente: En base a datos del Informe Trimestral de ENARGAS. Diciembre 2000.

Tabla 5: Exportaciones de la Cuenca Neuquina a los países vecinos

	Exportación (MMm ³)			
	Chile	Brasil	Uruguay	Total
1997	114.0	0.0	0.0	114.0
1998	1176.0	0.0	2.0	1178.0
1999	1971.0	0.0	23.0	1994.0
2000	2096.0	171.0	37.0	2304.0

Fuente: Fuente: Secretaría de Energía y Minería, Proyección 2000.

razonables. Las reservas identificadas y los recursos no identificados corresponden a datos de 1997 y pueden tener un margen de error mayor debido a que entre esa fecha y el 2000 seguramente se han identificado nuevas reservas que han abierto información y que pueden haber modificado los datos.

Es interesante destacar que en el año 2000 las Reservas Originales de la Cuenca Neuquina fueron el 91.9% de los

la explotación en 1918, el 44.8% de los Recursos Ultimos Recuperables y había entregado producción al mercado por volúmenes que representaban el 59.6% de la producción total del país. El resto de los principales aportes fue seguido por las contribuciones de las Cuencas Austral y Noroeste (Gráfico 1).

Exportación: En 1997 se iniciaron las exportaciones a Chile y hasta el 2000 se han agregado nuevos gasoductos a ese

natural en cabecera de gasoductos y sobre los precios "city gate".

Al respecto se analizan dos escenarios. El primero, de Referencia que supone un crecimiento tendencial (business as usual) con leves ajustes y con una disponibilidad de recursos como la estimada en la Tabla 3. El segundo, de Expansión de Recursos Ultimos y que mantiene todo lo demás igual.

3.1 Los requerimientos del mercado interno y externo

En ambos escenarios los requerimientos internos de gas natural, de los sectores socioeconómicos, crecen en el período 2000-2020 al 3.4% acumulativo anual. En los sectores Comercial y Público, Industria y Petroquímica, Electricidad y Exportación se han adoptado las tasas de crecimiento previstas por la Secretaría de Energía [SE y M, 2001]. Para los Sectores Residencial y Transporte se han adoptado funciones de saturación con crecimientos acumulativos anuales, entre el 2000 y 2020, de 2.1% y 3.4% respectivamente. La razón para calcular en forma independiente a los dos últimos sectores se debe a la madurez del mercado de gas argentino. El resto de los sectores tiende a seguir el crecimiento económico esperado aunque, con la crisis financiera de fines del 2001, parece optimista. La expansión del mercado externo depende de contratos de largo plazo y autorizaciones de la Secretaría de Energía.

Los requerimientos a la Cuenca Neuquina (Tabla 7) se han asignado de acuerdo a la estructura de las entregas de gas de la misma en el año 2000. Esas entregas, en millones de metros cúbicos (MMmc), están condicionadas por la capacidad existente de los gasoductos en operación, a esa fecha.

La hipótesis básica adoptada es que a largo plazo la demanda se enfrentará a una oferta que determinará el origen de los suministros y que los ductos se acomodarán de acuerdo a la racionalidad empresarial en un contexto del mercado que puede cambiar la dirección de las

Tabla 6: Precios promedio en boca de pozo de contratos por cuenca, sin impuestos (USS/MMBtu)

	Promedio País	Noroeste	Neuquina	Austral
1995	1.125	1.163	1.249	0.984
1996	1.165	1.219	1.319	0.967
1997	1.163	1.215	1.313	0.968
1998	1.160	1.200	1.320	0.970
1999	1.150	1.170	1.300	0.970

Fuente: Gas & Gas, varios números

corrientes de suministro e incluso desactivar algunos gasoductos.

3.2 Exportaciones por destino

Entre los años 2000 y 2010 se han adoptado las previsiones de exportación estimados por la Secretaría de Energía. Entre el 2010 y 2020 se ha supuesto la continuidad de esas exportaciones. La Secretaría de Energía prevé que los suministros se realizarán de acuerdo a lo convenido entre demandantes y oferentes en los contratos y según las autorizaciones concedidas por el gobierno hasta fines del 2000.

Como se desprende del Gráfico 2 y Tabla 8 los destinatarios de las exportaciones mencionadas, desde la Cuenca Neuquina, son Chile, Uruguay y Brasil.

3.3 Producción

a. Tendencias de la producción posible frente a la producción requerida por los mercados interno y externo

Luego de las reformas en el Sector Gas Natural (1992), los productores han reaccionado con una producción anual creciente que ha satisfecho los requerimientos de los mercados interno y externo. Ello se refleja por la producción máxima posible (PMP) que indica la adaptación a los requerimientos mediante la aceleración de la producción en el pasado reciente (Gráfico 3). Pero, para satisfacer la producción requerida por los consumidores será necesario acelerar ese proceso de aceleración como muestra la PMP en el futuro.

Tabla 7: Requerimientos de Gas Natural a la Cuenca Neuquina (MMmc)

	Mercado interno y externo						
	Ventas	Consumo en Yacimientos	Retención en Planta	A Transportar para consumo interno	Subtotal	Exportación	Producción requerida Total
1990	643	759	106	12492	14.000		14.000
1995	835	987	138	16234	18194		18194
2000	619	1231	172	21514	23536	2304	25840
2005	823	1473	207	25850	26353	5391	33744
2010	956	1715	241	30094	33006	6180	39186
2015	1092	2008	282	35228	36610	6180	44790
2020	1248	2342	329	41086	46005	6180	51185

Fuente: En base a datos de OLADE, de la Secretaría de Energía y elaboraciones propias.

Es posible que como efecto de la crisis, esas exportaciones adicionales puedan ser mayores en el futuro, si la capacidad de los ductos lo permite, con el fin de compensar la posible reducción de los requerimientos en el mercado interno.

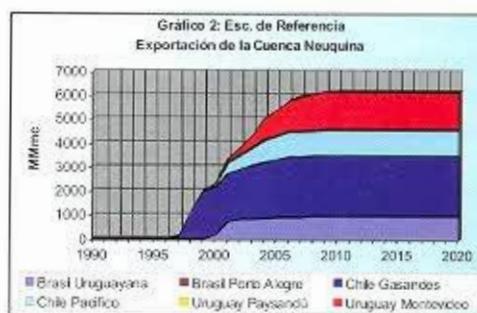


Tabla 8: Escenario de Referencia de Exportaciones de la Cuenca Neuquina

	Brasil	Chile	Uruguay	Total
2000	171	2096	37	2304
2005	899	3386	1106	5381
2010	950	3578	1654	6180

Fuente: En base a datos de la Secretaría de Energía, 2001.



No obstante, el límite del esfuerzo productivo, dados los Recursos Últimos Recuperables estimados en este Escenario, la PMP alcanzaría su máximo en el año 2012 para luego declinar abruptamente. Se ha supuesto en este análisis que el proceso de aceleración de la producción no presenta dificultades técnicas de explotación. Sin embargo, es un supuesto fuerte que debe ser analizado.

La integral de la PMP es igual al volumen de reservas descubiertas y por descubrir, que se indican como Reservas Remanentes. Como se observa, éstas habrían comenzado a declinar en 1999 (Gráfico 4).

Las Reservas Recuperables resultan de la diferencia entre los descubrimientos y producción acumulados (Gráfico 5) cuya

evolución esperada en el futuro resulta de suponer que el ritmo de descubrimientos mantiene las tendencias del pasado reciente (1995-2000) mientras que la producción ha sido forzada con el fin de satisfacer los requerimientos internos y externos en expansión.

Por otra parte, la estabilidad de los marcos normativos que permitieron esa expansión de la producción en el pasado puede haberse alterado por la crisis de la deuda actual e incrementado la aversión al riesgo de los inversores debido a la inseguridad jurídica que se percibe en el ambiente de negocios.

En cualquier caso, la posible evolución de la PMP implicaría la necesidad de confirmar las estimaciones de los Recursos Recuperables a fin de tomar decisiones oportunas, para evitar los efectos de crisis energéticas como las sucedidas recientemente en California, luego de la apertura del mercado [Laurie, 2001] o en Brasil, por la demora en la implementación de marcos regulatorios que ofrecieran un ámbito de negocios energéticos atractivo a los inversores [Pinto, 2001]. Cabe señalar que la posible crisis de suministro de gas en Argentina ya fue advertida en varios trabajos, antes [Figueroa, 1999] y más recientemente [Thouin, 2001] y [Beicip Franlab, 2001].

b. Tendencias de la producción posible frente a la expansión de los Recursos Últimos

Este es un escenario en el que compiten la realidad y la fantasía. El enfoque en este escenario es determinar qué pasaría con el alcance de la PMP si los Recursos Últimos de la Cuenca Neuquina

pudieran aumentar como resultado de una exploración exitosa por las empresas. Al respecto, se ha supuesto arbitrariamente que los Recursos Recuperables de esta Cuenca podrían ser mayores en un 50% que las estimaciones de la Tabla 3. Esto aumentaría la disponibilidad a 1125 MMMc de gas. Se presume que la Cuenca Neuquina tiene en la periferia de los campos en explotación y a mayor profundidad potenciales que podrían descubrirse con nuevas inversiones.

De verificarse esas hipótesis el horizonte de Producción Máxima Posible (Gráfico 6) podría extenderse hasta fines de la próxima década y satisfacer así los requerimientos hasta casi el 2020.



Tabla 9: Comparación de la producción máxima posible con la producción requerida (MMm³)

Años	Producción Máxima Posible		Producción Requerida	
	Esc. de Referencia	Esc. de Expansión de Recursos	Esc. de Referencia	Esc. de Expansión de Recursos
2000	25840	25840	25840	25840
2005	33744	33744	33744	33744
2010	39188	39188	39188	39188
2015	388	44791	44791	44791
2020	105	6996	51185	51185

Las reservas remanentes (Gráfico 7) igual habrían alcanzado su máximo en 1999, para luego declinar sistemáticamente, a menor ritmo que en el Escenario de Referencia, hasta el fin de la próxima década.

La producción y descubrimientos acumulados (Gráfico 8) muestran una brecha creciente hasta el 2005, aún con la producción forzada para satisfacer los requerimientos dirigidos a la Cuenca. Es claro, que la importancia de un conocimiento adecuado de los Recursos Ultimos Recuperables puede determinar decisiones más apropiadas que aquellas que se tomarían sobre la base de las reservas comprobadas, probables y posibles, como se advierte en algunas publicaciones. La evaluación periódica de esos recursos es un factor determinante tanto para las decisiones empresariales de suministro como para las provinciales en sus expectativas de financiamiento de los respectivos presupuestos.

Es inevitable pensar que el gas natural es un recurso agotable. Puede argumentarse que el volumen cuantificado de Recursos Ultimos es bajo o alto pero el caso es que cualquiera sea el volumen asignado a las estimaciones, el ritmo de producción y de descubrimientos de gas natural tarde o temprano alcanzarán a su disponibilidad definitiva. Lo que no puede argumentarse es que siempre habrá gas natural, no al menos económicamente explotable ya sea por volúmenes que no justifican su explotación o por tecnologías que reemplazarán a la fuente. Esta última argumentación ha sido el factor determinante de una monetización acelerada de reservas de hidrocarburos por muchas empresas en vista de la velocidad que ha tomado la tecnología en la búsqueda de sustitutos limpios y renovables en los países más avanzados.

c. Comparación de escenarios de producción máxima posible frente a la producción requerida por el mercado interno y externo

La comparación de las tendencias de la *producción máxima posible*, expuestas en los apartados anteriores, con la *producción requerida* para satisfacer los consumos internos y exportaciones, permite apreciar que, en todos los casos, no sería posible satisfacer los requerimientos a largo plazo (Tabla 9) y que será necesario prever la contingencia.

La hipótesis implícita en muchos estudios es que la producción máxima posible se ajustará automáticamente a la producción requerida si se realizan las inversiones necesarias en exploración. Ese es un supuesto ingenuo y riesgoso. Como ya se ha indicado, los recursos podrían no estar en donde se esperan, aún cuando no existan restricciones financieras para realizar inversiones en exploración.

También es de notar que los requerimientos de producción son en todos los casos crecientes no evidenciando la posibilidad de que la producción pueda declinar en algún momento. Ese aspecto resulta de no tener en cuenta el carácter finito de los recursos gasíferos, ni las posibles sustituciones futuras con fuentes más atractivas, tanto desde la perspectiva empresarial como de los consumidores en lo ambiental. Entonces, parece necesario volver a los estudios energéticos integrales que posibiliten una perspectiva más realista para el sector.

d. Resumen: Balance Físico de Escenarios

Como se observa en la Tabla 10 las perspectivas no son muy alentadoras en el

Escenario de Referencia. A fines del 2010 la reservas remanentes serían muy bajas y para compensar las pérdidas de producción entre el 2010 y 2020, las importaciones que se requerirían serían equivalentes a los requerimientos internos y externos. En el Escenario de Expansión de Recursos la situación no sería tan grave, pero aún así, la producción hacia el 2020 no alcanzaría a satisfacer los requerimientos.

4. La oferta de gas natural en el mercado mayorista

4.1 Los precios de venta internos y la escasez del recurso doméstico

En un sistema como el argentino, donde el comercio mayorista del gas natural se rige por las reglas del mercado, la posible evolución de sus precios de venta tiene especial relevancia.

Primero, porque los oferentes no estarán dispuestos a vender el producto a un precio menor que una rentabilidad que asegure que su Patrimonio Neto esté razonablemente recompensado.

Segundo, porque la disposición a pagar un determinado precio dependerá, para los consumidores, del costo de oportunidad de los sustitutos en los diferentes usos.

Este juego de alternativas tiene una complejidad de difícil predicción. No obstante, se ha intentado una aproximación a la estimación de los precios de venta del gas en cabecera de gasoducto a partir de la identificación de algunos elementos que rigen la racionalidad de los distintos productores. Para el cálculo, se ha tenido como referencia una estimación de costos de reposición de las reservas de gas para la Cuenca Neuquina realizada para los años 1994 a 2015 [Yrigoyen, 1994].

La evolución esperada de los precios de venta del gas natural en cabecera de gasoducto se explica por un conjunto de argumentos de una función compleja, donde algunos son flujos o stocks del sistema, tales como la producción anual,

Tabla 10: Cuenca Neuquina: Perspectivas 2000-2020

	2000	2010		2020	
		Escenarios			
		Referencia	Expansión de Recursos	Referencia	Expansión de Recursos
MMMc					
Consumo interno	23.5	33.0		45.0	
Exportación	2.3	6.2		6.2	
Importación pale ("")	0	0		51.1	42.2
Producción Neta ("")	25.8	39.2		0.1	9.0
Producción Neta Acumulada ("")	336.3	670.8		749.8	1018.8
Reservas Remanentes	353.0	74.6	296.0		0
Recursos por Descubrir	60.9	4.8	158.5	0.3	106.5
Recursos Ultimos	750.2	750.2	1125.3	750.2	1125.3
Reservas/Producción (años)	14	2	8		0

(*) Por falta de suministro de la Cuenca Neuquina (**) Incluye vertecos; (***) Desde el inicio de explotación

Fuente: Elaboración propia.

los descubrimientos, los costos de reposición y las reservas remanentes y otros como la tasa de rentabilidad sobre la inversión. Esos datos están a su vez condicionados por parámetros relevantes como el nivel de Recursos Ultimos y las velocidades de acumulación de los descubrimientos y producción que representan las respectivas decisiones empresariales de exploración y explotación.

En el Escenario de Referencia (ER) (Gráfico 9) los precios comenzarían a crecer en forma acelerada a partir de año 2005, como consecuencia de la escasez creciente de recursos y con el fin de mantener los niveles de rentabilidad requeridos para que las empresas se mantengan en operación.

En el Escenario de Expansión de los Recursos Ultimos (ERU) (Gráfico 9) los precios crecerían en forma más moderada a medida que la escasez hace sentir su efecto. Ese efecto es más retardado con respecto al Escenario de Referencia, con motivo de la mayor disponibilidad de recursos.

Al respecto, la escasez se refleja por la dificultad creciente para descubrir reservas. Los costos de reposición de reservas tendrán un comportamiento creciente con la escasez del recurso, debido a las dificultades mayores que tendrá la explotación en áreas marginales, a mayores

profundidades y en áreas nuevas, en tierra y en el mar, con algunas evidencias.

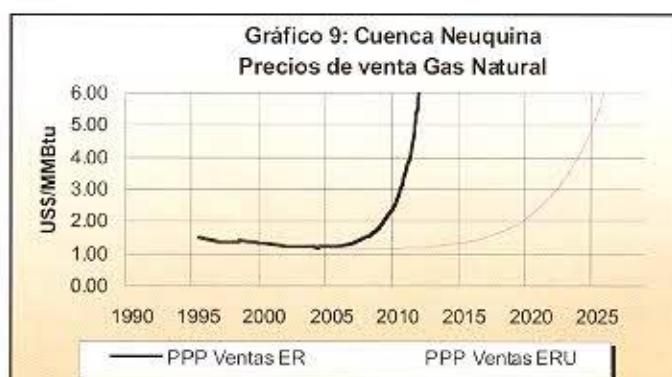
4.2 Precios City Gate Buenos Aires

Si a los precios de venta se le suman los costos de transporte desde la Cuenca Neuquina (CNQ) hasta la ciudad de des-

GNL y eventualmente combustibles líquidos). Es previsible que la escasez interrumpe suministros a la industria y a la generación de electricidad y que el efecto precios anticipa menores requerimientos en ciertos usos de los otros sectores. El precio del gas importado para el 2015 se supone cercano al del gas natural licuado (GNL) proveniente de Trinidad & Tobago o eventualmente de Venezuela que podría estar entre 3 y 4 US\$/MMBtu (cif) para esa fecha. Pero, los costos de transporte internos desde la localización de las plantas de regasificación determinarán el precio en Puerta de Ciudad. En el Escenario de Expansión de los Recursos el efecto se retardaría pero se haría sentir a partir del 2020.

5. Conclusiones

El análisis que hemos realizado parte de la base de que los recursos de gas natural tienen una disponibilidad limitada. Ello evita caer en posiciones voluntaristas sobre las reservas que habría que descubrir para satisfacer a los requerimientos inter-



tino se obtienen los precios al que los productores pueden colocar gas natural en Puerta de Ciudad (City Gate). En este caso se ha estimado el destino final en Buenos Aires (Tabla 11).

En el Escenario de Referencia, los precios de venta descolocarían a la producción de la Cuenca, a partir del 2005, frente al precio de los sustitutos en Puerta de Ciudad (posiblemente gas importado de Bolivia o

nos y externos. En realidad, esa expectativa de descubrimientos es una conjunción de esfuerzos empresariales de compleja solución que requiere su interacción con los decisores energéticos. Al respecto, sería deseable una mayor información de las empresas sobre la estimación de los recursos y de las expectativas de su crecimiento con relación a las actividades exploratorias que desarrollan y esperan desarrollar.

También, hemos introducido el análisis de la racionalidad de los proveedores que, de forma general, combina los objetivos empresariales tradicionales de penetración en el mercado con rentabilidad. Sin embargo, la teoría tradicional que supone que los inversores tienen similares objetivos de maximizar utilidades, poseen igual información y la interpretan de igual manera, no necesariamente se cumple [Calabrese, 1997]. Esto significa que la apreciación del riesgo por los inversores es distinta y que en los hechos actúan en función de su propia visión de la realidad frente a objetivos

ducción de la Cuenca Neuquina antes de que los recursos se agoten. Todo ello, porque los efectos sobre los precios "City Gate" pueden implicar sustituciones masivas del gas de la Cuenca Neuquina antes del fin de la presente década.

Con estas conclusiones no se pretende presentar una visión apocalíptica sobre el futuro financiero de las provincias, que obtienen de la Cuenca Neuquina uno de sus principales recursos presupuestarios o sobre las dificultades de suministro de gas al mercado interno y

Laurie, R. A. (2001) "California: La experiencia de la desregulación. Modelo de un fracaso en la gestión" *Rev. Energética*. OLADE. Julio-Septiembre.

Marshall, A. (1890) "Principios de Economía" Cuarta Edición 1963. Aguilar, Madrid.

Novara, J. J. (1998) "Las reservas de gas natural ante los crecientes requerimientos de los mercados internos y de exportación" *Rev. Estudios*. Fundación Mediterránea. Abril-junio.

Pinto, H. Q. Jr. (2001) "La Crisis del Sector Eléctrico Brasileño: Causas y Medidas Adoptadas". *Rev. Proyecto Energético*. IAE. Buenos Aires, julio-agosto.

Secretaría de Energía y Minería (2001) "Prospectiva 2000" Subsecretaría de Energía. Buenos Aires, abril. Thouin, P. (2001) "Visión Prospectiva sobre el Gas Natural en América del Sur" *Rev. Energética*. OLADE. Octubre-Diciembre.

Yrigoyen, M. R (1994) "Natural Gas Resources in Argentina" *Global Gas Resources Workshop*. Vail, Colorado. September.

Tabla 11: Precios y costos promedio Cuenca Neuquina (US\$/MMbtu)

	2000	Escenarios						
		Referencia			Expansión de Recursos			
		2005	2010	2015	2005	2010	2015	2020
Precios de Venta CNQ	1.32	1.23	2.87	Infinito	1.19	1.20	1.39	2.27
Costos de Transporte	0.61	0.61		?		0.61		
Precios City Gate BUE	1.93	1.84	3.48	?	1.80	1.81	2.00	2.88

Fuente: Elaboración propia

corporativos que se caracterizan por manejar su propio espacio de negocios de manera diferente, tanto por cómo han configurado la distribución del riesgo como por el manejo de los intereses contrapuestos que significa la competencia.

De confirmarse los argumentos que hemos expuesto es previsible que:

- El alcance de los Recursos de gas natural en la Cuenca Neuquina no sea suficiente como para asegurar el suministro a largo plazo del mercado interno. Se requiere por ello de una política activa de fomento a la exploración y seguridad jurídica para favorecer la inversión en la expansión de recursos o en suministros alternativos de origen importado.
- La posibilidad de atender con gas doméstico a los mercados externos tampoco parece asegurada más allá del 2010.
- Los efectos del alcance de los recursos sobre los precios de venta del gas natural en cabecera de gasoductos serán crecientes y posiblemente descoloquen a la pro-

externo. Antes bien, se trata de presentar una señal de advertencia de lo que cabría esperar de no tomarse medidas oportunas y apropiadas para evitar luego explicar el fracaso, como "el resultado del descuido humano, la arrogancia, la ambición y la falta de liderazgo efectivo", según las recientes críticas palabras de Robert A. Laurie, Comisionado de Energía de California, sobre la crisis energética en su Estado.

Referencias:

- Beicip Franlab/OLADE/ARPEL (2001) "Gas Market Integration in South America". October.
 Calabrese, J. L. (1997) "Memoria de largo plazo revelada por las series de tiempo" Extracto del trabajo completo. Buenos Aires.
 Figueroa de la Vega, F. (1999) "Interconexiones y Perspectivas para el Comercio de Gas Natural en América Latina" OLADE/CEPAL/GTZ. Presentado en la III Conferencia Interparlamentaria de Minería y Energía para América Latina (CIME 99). Buenos Aires, junio.

* Especialista en Energía y Desarrollo Sustentable. Se desempeñó como Gerente de Planeamiento en Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), 1978-1984; Investigador del Instituto de Economía Energética (IDEE) de la Fundación Bariloche (FB), 1984-1991; Consultor de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), 1994-2000 y de la Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ), 2001.

* Especialista en modelos de prospectiva. Se desempeñó en Gas del Estado (GdE), 1971-1981, en la Comisión de Nacional de Energía Atómica (CNEA), 1981-1984 y en el Instituto de Economía Energética (IDEE) de la Fundación Bariloche (FB), 1984-2000.

Energy Magazine



Year 26, number 1, January-February-March 2002

The Andean Community of Nations, OLADE, and regional energy integration, Sebastián Alegrett, Secretary General of CAN

Energy and international trade: toward sustainable development, Reinaldo Figueredo, Advisor to the Director General of UNCTAD

Natural gas in Mexico and related financing, Luis Alberto Vásquez

The Neuquen Gas Basin: From California and Brazil to the next energy crisis in Argentina?, Francisco Figueroa de la Vega and Aníbal Dobrusín

Gas integration: challenge for the development of Latin America and the Caribbean

National Energy Information Systems: an instrument for development

Business and investment opportunities in the energy sector



The Neuquen Gas Basin: From California and Brazil to the next energy crisis in Argentina?

Francisco Figueroa de la Vega* y Aníbal Dobrusin**

1. Introduction

The forecasting exercise conducted by the Energy Secretariat of Argentina for the period 2000-2010 indicates that natural gas production will have the capacity to meet market needs. When the horizon is extended to the year 2020, however, the situation is indeed a matter of concern. Our review of this forecasting exercise shows that the Neuquen Basin in particular will be facing supply difficulties as of the year 2010 unless its resource base is expanded.

The consequences may lead to severe upsets in gas supplies to domestic and foreign markets and for the economies of the provinces that depend on the royalties coming from the basin. To this must be

added the decline in taxes, duties and contributions paid by the companies involved and the rising unemployment rate, among other impacts. To avoid these impacts, research has to be conducted on the potential of reserves and significant investments in exploratory activities, which should be promoted by an active energy policy.

On the basis of the above, in the following paragraphs, we will be referring first to the domestic and foreign needs for natural gas and then the possible supply difficulties that the producers of the Neuquen Basin will eventually have to address. In this context, the repercussions of the energy supply capacity crises in California and Brazil

and the factors that were at their origin cannot be ignored.

2. Brief description of the industry at present

Natural gas resources: The subject of resources is essential, because it is the platform for the future evolution of natural gas activities. Natural gas is classified as follows: recovered, discovered, identified, and unidentified gas, depending on the risk assumed for each category. The matter is highly complex and even controversial because some authors claim that unidentified resources cannot be included in the category of reserves and therefore cannot be considered in the estimates of productive potential. In this paper, the

Table 1: Gas resource base in the Neuquén Basin (MMMcum)

Date of Estimate	Cumulative production (*)	Proven reserves	Original discovered reserves	Identified reserves (**)	Unidentified resources (***)	Ultimate resources
	1	2	3=1+2	4	5	6=3+4+5
1993 (1)	187	323	510	274	396	1180
1996 (2)	242	341	583	95	216	894
1999 (3)	310	377	687	97	200	984

(*) Based on data from Yrigoyen, 1994; (**) probable and possible reserves; (***) hypothetical and speculative resources.

Sources: (1) Yrigoyen, 1994; (2) Novara, 1998; (3) SE and M, 2001.

view that has been adopted is that unidentified resources can potentially be transformed into reserves.

The sum of all these categories provides an estimate of the basin's ultimate resources at the date of their calculation, and the weighting of each category by the respective risk factors, not only discovery but also recovery, provides the ultimate recoverable resources that can be forecast for delivery to the market. We refer to risk factors, not to random factors, because the quantification of the former factors is determined on the basis of the experience of qualified experts (geologists and reservoir engineers), whereas the latter involve a game of chance.

There are various national studies that have quantified ultimate resources of natural gas in the Neuquén Basin (Table 1). Data are expressed in billion cubic meters (MMMcum).

Some of these studies involve estimates made by the authors themselves, whereas others bring together scattered confidential information from operating companies and assessors of reserves and infer the results. It is not our intention to enter into a discussion about the validity of the data, which we believe should be analyzed by a committee of experts in the matter, but rather to analyze the evolution that is expected for future production, in view of market needs, based on the gas potential of the Neuquén Basin.

It should be recalled that, as our knowledge grows, resources automatically step up from this category to that of possible reserves and then to probable reserves, before discoveries are made which transform these reserves

into proven reserves (developed or to be developed). This dynamic process is not automatic, nor is it necessarily sequential, and it can be explained by a set of assessments leading to a quantification of resources in their different categories.

If the volumes of ultimate resources that have been quantified to date reflected their definitive availability, it could be expected that undiscovered reserves and resources, as they are transformed into proven reserves, would become increasingly smaller and proven reserves increasingly larger. Nevertheless, it can be observed that ultimate resources fluctuate depending on the more extensive knowledge that is being provided by advances in exploration technology. Nevertheless, since it is increasingly less likely that large deposits will be found, it can be expected that the expansion of ultimate resources will also be smaller as they come closer to reaching their definitive ceiling. The process implies increasing knowledge about the potential (undiscovered resources and reserves) so that it can be transformed afterward into capacity (recoverable reserves).

The situation is all the more complex because this capacity is depleted as a result of production. This element has been examined in the past [Marshall, 1890] in respect to mining production: "The product coming from the soil in a field is somewhat different from the ground, because the former, if it is properly cultivated, keeps its fertility, whereas the product of a mine is a part of the mine itself." Therefore, in view of natural gas production, growing discoveries of reserves will be required not only to replenish the capacity but also to facilitate supply in keeping with growing market needs. Nevertheless, it is not enough to have a resource base. In addition, the components between original reserves and ultimate resources have to be expressed in terms of recoverables (Table 1). Original reserves have already been partly extracted and the rest, once developed, have the conditions to be taken to the surface, with a high probability that this will actually occur. The question is how much of the remaining reserves and resources can be recovered. For this purpose, in this paper we have adopted the criterion applied by DeSorcy [quoted by Novara, 1998].

From Table 1, we selected the estimate of reserves and resources of row (2), coming from various sources of information and which are sufficiently broken down and updated for the purposes of this work. This leads to the following quantification for the Neuquén Basin (Table 2).

Table 2: Gas reserves and resources in the Neuquén Basin at January 1, 1997 (MMMcum)

Production basin	Reserves			Identified reserves 4=1+2+3	Unidentified resources 5
	Proven 1	Probable 2	Possible 3		
Neuquén	341.1	75.5	19.3	435.9	215.6

Source: Based on data from Novara, 1998.

Table 3: Estimate of recoverable ultimate resources at December 31, 2000 (MMMcum)

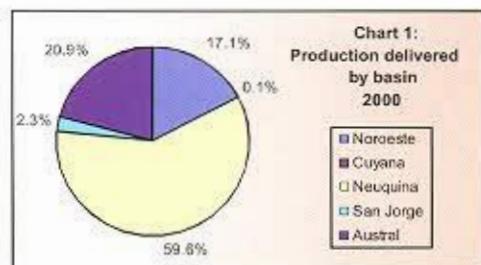
Production basin	Net yearly production (¹) (²)	Cumulative production (¹) (²)	Proven reserves (¹) (³)	Discovered original reserves (⁴) (² + ³)	Recoverable identified reserves (¹) (⁵)	Recoverable unidentified resources (¹) (⁶)	Recoverable ultimate resources (¹) (⁷ = ⁴ + ⁵ + ⁶)
Neuquén	25.8	338	353	689	23.7	37.3	750

(¹) Net of reinjection into the formation; (²) estimate based on data from Yrigoyen, 1994; (³) data from SIEE, CLADE, 2001, with information provided by the Energy Secretariat; (⁴) estimate at 1997 based on data from Novara, 1998, including probable and possible reserves; (⁵) based on data from Novara, 1998, including estimated potentials

Source: Own elaboration

Recoverable ultimate resources estimated for the Neuquén Basin (Table 3), for the year 2000, indicate that they account for 43.9% of the country's recoverable gas resources, estimated on the basis of the same methodology. What happens in the future with the gas supply from the Neuquén Basin is therefore important.

The data for original reserves from Table 3 seem to be highly reliable and the error



estimated, whereas the margin yet to be discovered was 8.1%. Therefore, the Basin's future is highly predictable if no new resources appear and if estimates are confirmed.

In order to facilitate a dynamic analysis of discoveries and production compared to future requirements, we will rely on data from Table 3. It is important to point out that the degree of maturity of the exploration of the Neuquén Basin will have a major incidence on the rate of discoveries and future production. That is why it is important to have adequate knowledge about the universe of resources.

Production: By 2000, the Neuquén Basin had produced, since the start-up of production in 1918, 44.8% of recoverable

incorporated (Table 4), which has led higher export volumes (Table 5).

The investments in gas pipelines stemming from expectations for natural gas exports from the Basin accounted for 38.1% of the investments in gas pipelines made in the country, also for export.

Exports from the Basin account for 49.7% of the country's total gas exports in 2000. Therefore, the future of this Basin is important for neighboring countries.

Regulation: Wholesale market prices are set freely by contracts between suppliers and consumers, whereas on retail markets and the transport and distribution services markets, the prices and tariffs are regulated by the National Gas Regulation Agency (ENARGAS). The evolution of well-head prices (Table 6) indicates that the Neuquén Basin has the highest price compared to the rest of the basins.

City gate prices for gas received in Buenos Aires from the Neuquén Basin were estimated to be, on average US\$1.93/MMBtu for the year 2000 and average transport costs from the Neuquén Basin were estimated to be US\$0.61/MMBtu.

3. Natural gas supply outlook for 2000-2020

After analyzing official prospects for the natural gas market in Argentina [Energy Secretariat, 2001], we are presenting results that we believe may be of interest for the energy decisions makers and operators of the gas industry.

The principal results refer to:

- The durability of natural gas resources to ensure long-term supply to the domestic and foreign market.
- Impacts of durability of resources on natural gas sale prices at the head of the pipeline and on city gate prices.

Table 4: Gas pipelines operating and being built that are exporting gas to the Neuquén Basin

Countries of destination	Segments in Argentina	Start-up of operations	Investments in Argentina (MMUSS)
Chile Gasandes	La Mora-Paso del Maipo Long: 313 km; Diam: 24"; Cap: 10 MMcmd	8/97	162.0
Uruguay Petróruguay	Gto. Entrerriano-Pte. Internac. Gral. Artigas Long: 15 km; Diam: 10"; Cap: 1 MMcmd	10/98	4.0
Chile Pacifico	Yac. Loma La Lata-Paso Buta Mallín Long: 296 km; Diam: 20" & 24"; Cap: 3.5 MMcmd	12/99	150.0
Brasil TGM	Aldoa Brasileira-Uruguaya Long: 450 km; Diam: 24"; Cap: 2.8 MMcmd	8/00	125.0
Uruguay Casablanca	Gto. Entrerriano/Cruce Río Uruguay Long: 10.5 km; Diam: 16"; Cap: 2 MMcmd	Construction	1.0
Uruguay Cruz del Sur	Punta Lara-Colonia Long: 93 km; Diam: 24" y 18"; Cap: 6 MMcmd	Construction	40.0

Source: Based on data from the ENARGAS Quarterly Report, December 2000.

Table 5: Exports from the Neuquén Basin to neighboring countries

	Exports (MMcm)			
	Chile	Brazil	Uruguay	Total
1997	114.0	0.0	0.0	114.0
1998	1178.0	0.0	2.0	1178.0
1999	1971.0	0.0	23.0	1994.0
2000	2096.0	171.0	37.0	2304.0

Source: Secretaría de Energía y Minas, Forecasting 2000

can be within reasonable margins. The identified reserves and the unidentified resources correspond to 1997 data and may show a higher margin for error because, between that date and 2000, new reserves that have provided further information and that may have changed the data have surely been identified.

It is interesting to highlight that, in 2000, original reserves of the Neuquén Basin accounted for 91.9% of the recoverable ultimate resources that we have

ultimate resources and had delivered production to the market for a volume that accounted for 59.6% of the country's total production. The other major contributions were from the Austral and Noroeste Basins (Chart 1).

Exports: In 1997, natural gas started being exported to Chile, and up until 2000 new gas pipelines have been added to the country and interconnections with Uruguay and Brazil have been

Regarding this, two scenarios are being examined. The first is the reference scenario, which assumes a business-as-usual growth with slight adjustments and with an availability of resources such as the one estimated in Table 3. The second scenario involves the expansion of ultimate resources, with everything else remaining the same.

3.1 Domestic and foreign market requirements

In both scenarios, domestic natural gas requirements of the socioeconomic sectors grow during the period 2000-2020 at a yearly cumulative rate of 3.4%. In the commercial and public, industry and petrochemicals, electricity and exports sectors, the growth rates forecast by the Energy Secretary have been adopted [SE y M, 2001]. For the residential and transportation sectors, saturation functions with yearly cumulative growth rates of 2.1% and 3.4% between 2000 and 2020, respectively, have been adopted. The reason to calculate the two latter sectors independently is the maturity of Argentina's gas market. The remaining sectors tend to follow the expected economic growth trend although, with the financial crisis at the end of 2001, it now seems to be optimistic. Expansion of the external market depends on long-term contracts and authorizations from the Energy Secretariat.

The requirements of the Neuquén Basin (Table 7) have been allocated in accordance with the gas delivery structure of the basin in the year 2000. These deliveries, in terms of million cubic meters (MMmc), depend on the capacity of gas pipelines currently operating at that time.

The basic hypothesis that was adopted is that, over the long term, demand will be facing a supply that will determine the origin of the supplies and that the pipelines will be adjusted in keeping with a business rationale in a market context that can change the direction of supply flows and even close down some gas pipelines.

Table 6: Average well-head prices by basin, without taxes (US\$/MMBtu)

	Country average	Noroeste	Neuquén	Austral
1995	1.125	1.163	1.249	0.964
1996	1.165	1.219	1.319	0.967
1997	1.163	1.215	1.313	0.968
1998	1.160	1.200	1.320	0.970
1999	1.150	1.170	1.300	0.970

Source: Gas & Gas, various issues

3.2 Exports by destination

Between the years 2000 and 2010, the export forecasts estimated by the Energy Secretariat have been adopted. Between 2010 and 2020, the continuity of these exports has been assumed. The Energy Secretariat expects that supplies will be made in line with what was agreed upon between the consumers and the suppliers in the contracts and in compliance with the authorizations granted by the government up to the end of 2000.

As indicated in Chart 2 and Table 8, the destinations of the above-mentioned exports from the Neuquén Basin are Chile, Uruguay, and Brazil.

3.3 Production

a. Possible production trends versus production required by domestic and foreign markets

After reforms in the natural gas sector (1992), producers have reacted with a growing annual production that has met domestic and foreign market requirements. This is reflected in the possible maximum production (PMP), which indicates the adaptation to requirements by the acceleration of production in the recent past (Chart 3). Nevertheless, to ensure production required by the consumers, this acceleration process will have to be enhanced as indicated by the PMP in the future.

Table 7: Natural gas requirements on the Neuquén Basin (MMmc)

	Domestic and foreign markets						Total production required
	Flaring	Consumption at deposits	Retention at plants	To be carried for domestic consumption	Subtotal	Exports	
1990	643	759	106	12492	14,000		14,000
1995	835	967	138	16234	18194		18194
2000	619	1231	172	21514	23536	2304	25840
2005	823	1473	207	25850	28353	5391	33744
2010	966	1715	241	30094	33006	6180	39186
2015	1092	2008	282	35228	38610	6180	44790
2020	1248	2342	329	41086	45005	6180	51185

Source: Based on data from OLADE, the Energy Secretariat, and own elaboration

It is possible that, as a result of the crisis, these additional exports may be higher in the future, if the capacity of the pipelines permits it, in order to compensate for the possible decline in domestic market needs.

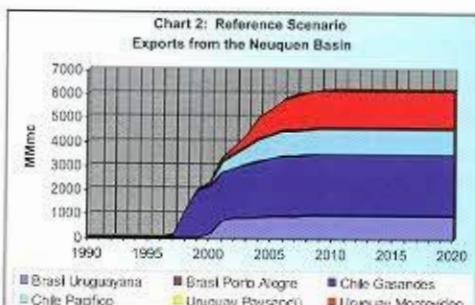
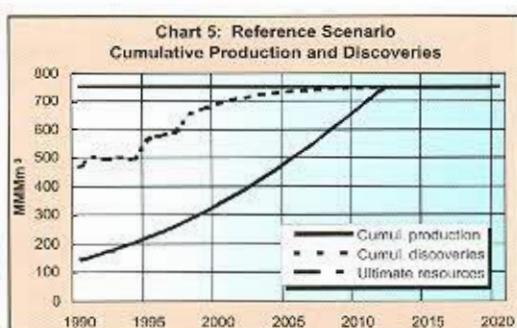
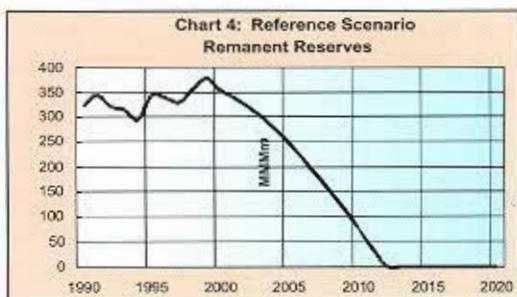
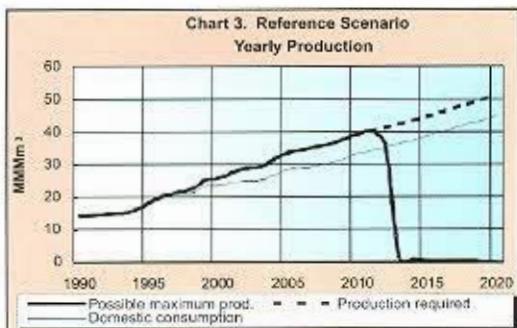


Table 8: Reference scenario for exports from the Neuquén Basin

	Brazil	Chile	Uruguay	Total
2000	171	2096	37	2304
2005	899	3386	1106	5391
2010	950	3576	1654	6180

Source: Based on data from the Energy Secretariat, 2001



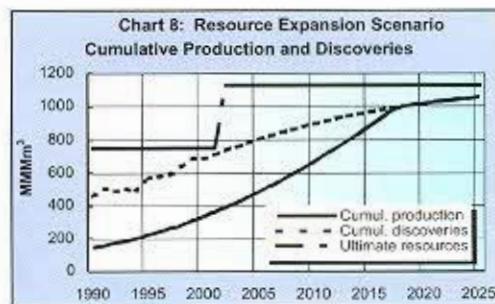
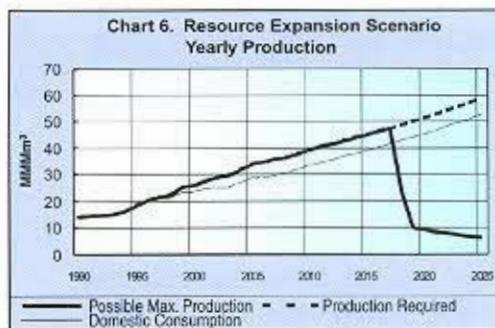
discoveries and production (Chart 5) whose expected evolution in the future is based on the assumption that the pace of discoveries keeps up with the trends of the recent past (1995-2000) whereas production has been forced in order to meet expanding domestic and foreign requirements.

Furthermore, the stability of the regulatory framework that permitted this expansion of production in the past may have been altered by the current debt crisis and increased investors' aversion to risk owing to the legal insecurity that is perceived in the business world.

In any case, the possible evolution of the PMP would involve the need to confirm the estimates of recoverable reserves in order to take timely decisions to avoid the impacts of energy crises such as the recent ones in California, after market liberalization [Laurie, 2001], and in Brazil, owing to the delay in implementing regulatory frameworks that would offer an energy business environment attractive to investors [Pinto, 2001]. It should be pointed out that there had already been forewarnings of the possible gas supply crisis in Argentina, earlier [Figueroa, 1999] and more recently [Thouin, 2001] and [Beicip Franlab, 2001].

Neuquén Basin increased as a result of successful exploration by the companies. Regarding this, it has been arbitrarily assumed that the recoverable resources of this basin could be higher by 50% than the estimates of Table 3. This would increase the availability to 1125 MMMcm of gas. It is assumed that the Neuquina Basin holds a potential on the periphery of the fields now being produced and at greater depths, which could be discovered if new investments are made.

If this hypothesis is confirmed, the horizon for possible maximum production (Chart 6) could be extended to the end of next decade and thus meet the requirements until almost 2020.



Despite the limit of productive efforts, in view of the recoverable ultimate resources estimated in this scenario, the PMP would reach its peak by the year 2012 and then would decline steeply. This analysis has assumed that the production acceleration process of production does not involve any technical exploitation difficulties. Nevertheless, it is a powerful assumption that should be analyzed.

The integral of the PMP is equal to the volume of reserves that were discovered and that are to be discovered, which are indicated as remanent reserves. As observed, they already began to decline in 1999 (Chart 4).

Recoverable reserves come from the difference between cumulative

b. Possible production trends versus the expansion of ultimate resources

This is a scenario where reality competes with fantasy. The approach in this scenario is to determine what would happen with the durability of the PMP if the ultimate resources of the

Table 9. Comparison of possible maximum production with required production (MMcm)

Years	Possible maximum production		Production required	
	Reference scenario	Resource expansion scenario	Reference scenario	Resource expansion scenario
2000	25840	25840	25840	25840
2005	33744	33744	33744	33744
2010	39186	39186	39186	39186
2015	388	44791	44791	44791
2020	105	8996	51185	51185

Remanent reserves (Chart 7) would also have reached their peak in 1999, then would have declined systematically at a slower pace than in the reference scenario until the end of the next decade.

Accumulated production and discoveries (Chart 8) show a growing gap until 2005, even with forced production to meet the requirements being made on the Basin. It is clear that the importance of suitable knowledge of recoverable ultimate resources can lead to decisions that are more appropriate than those that would be taken on the basis of proven, probable, and possible reserves, as indicated in some publications. The periodical assessment of these resources is a determining factor not only for the business decisions of supply but also for the decisions taken by the provinces regarding expectations of earnings to finance their respective budgets.

The fact that natural gas is a depletable resource cannot be ignored. It can be argued that the quantified volume of ultimate resources is low or high, but in any case, whatever the volume assigned to estimates, the rate of natural gas production and discoveries will sooner or later hit a ceiling, indicating definitive limits of availability. It cannot be argued, however, that there will always be natural gas, at least not economically exploitable gas, either because the volumes available do not justify their production or because of technologies that will be replacing the source. This last argument has been a determining factor for the fast monetization of oil and gas reserves by many companies in view of the speed with which technology has been finding clean and renewable substitutes in the more advanced countries.

c. Comparison of possible maximum production scenarios with production required by the domestic and foreign market

A comparison of *possible maximum production* trends, described above, with required production to meet domestic consumption and export needs enables us to appreciate that, in any case, it will not be possible to meet long-term requirements (Table 9) and that the contingency will have to be taken into account.

The hypothesis implicit in many studies is that possible maximum production will be adjusted automatically to the production that is required if investments are made in exploration. This is a naive and risky assumption. As indicated previously, the resources may not necessarily be where they are expected to be, even if there are no financial constraints to investments in exploration activities.

It should also be noted that production requirements are constantly growing, and there is no evidence that production might possibly decline at some time. This comes from not taking into consideration the finite nature of gas resources, or their possible substitution in the future for more attractive energy sources, not only from the business perspective but also from the consumer perspective on environmental issues. It is therefore necessary to return to integral energy studies that can provide more realistic forecasting for the sector.

d. Summary: Physical Balance of Scenarios

As observed in Table 10, the prospects are not very promising in the reference

scenario. At the end of 2010, remanent reserves will be very low and, to offset production losses between 2010 and 2020, the imports that are required would be equivalent to domestic and foreign requirements. In the resource expansion scenario, the situation would not be as severe, but even then production toward 2020 would not be sufficient to meet requirements.

4. Natural gas supply on the wholesale market

4.1 Domestic sale prices and the shortage of domestic resources

In a system such as Argentina's, where wholesale natural gas trade is governed by market rules, the possible evolution of gas sale prices is of the utmost importance.

First, because the suppliers will not be willing to sell the product at a price that is lower than a profit margin that ensures that their net worth is reasonably compensated.

Second, because the willingness to pay a given price will depend, for the consumers, on the opportunity cost of the substitutes in the different uses.

This game of alternatives is complex and therefore difficult to predict. Nevertheless, an attempt has been made to estimate gas sale prices at the head of the gas pipeline on the basis of the identification of some elements governing the rationale of different producers. For the calculation, the reference that has been used is an estimate of replenishment costs of gas reserves for the Neuquén Basin for the years 1994 to 2015 [Yrigoyen, 1994].

The expected evolution of natural gas sale prices at the head of the gas pipeline is explained by a set of complex arguments, involving in some cases the system's flows or stocks, such as yearly production, discoveries, replenishment costs, and remanent reserves, and others such as the rate of return on investments. These data are in turn conditioned by

Table 10. Neuquén Basin: Outlook for 2000-2020

	2000	2010		2020	
		Scenarios			
		Reference	Resource expansion	Reference	Resource expansion
MMMcf					
Domestic consumption	23.5	33.0		45.0	
Exports	2.3	6.2		6.2	
Country imports (*)	0	0		51.1	42.2
Net production (**)	25.8	39.2		0.1	9.0
Net cumulative production (***)	336.3	670.8		749.8	1018.8
Remainder reserves	353.0	74.6	296.0		0
Resources to be discovered	60.9	4.8	158.5	0.3	106.5
Ultimate resources	750.2	750.2	1125.3	750.2	1125.3
Reserves/Production (years)	14	2	8		0

(*) Absence of data from the Neuquén Basin; (**) Includes flaring; (***) Since the start-up of production.

Source: Own elaboration

relevant parameters such as the level of ultimate resources and the speed of accumulation of discoveries and production that involve the respective business decisions for exploration and production.

In the reference scenario (RS) (Chart 9), the prices will begin to grow rapidly as of the year 2005, as a consequence of the growing scarcity of resources and in order to keep the profit levels required for the companies to continue operating.

In the ultimate resources expansion scenario (URES) (Chart 9), the prices will grow more moderately as scarcity begins to be felt. This impact occurs later with respect to the reference scenario, because of the higher availability of resources.

Regarding this, the scarcity is reflected by the growing difficulty of discovering reserves. The costs of replenishing reserves will record a growing evolution as the resource becomes scarce, owing to the increasing difficulties in exploring marginal areas at greater depths and in new areas, inland and offshore, with some evidence.

4.2 Buenos Aires city gate prices

If transport costs from the Neuquén Basin (CNQ) to the city of destination are added to the sale prices, the prices at which producers can place natural gas at the city gate will be obtained. In this case, they have been estimated using

Buenos Aires as the final destination (Table 11).

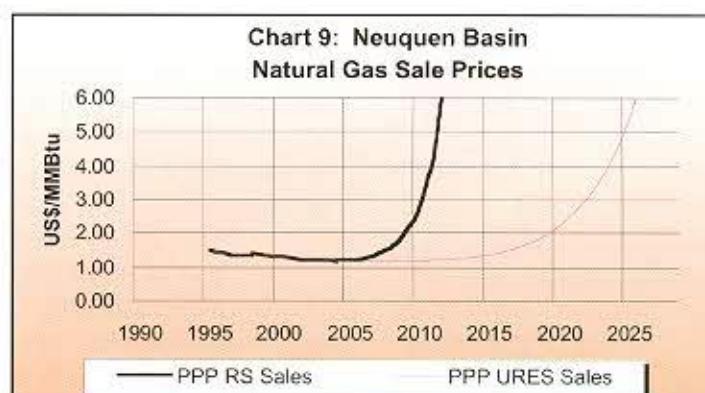
In the reference scenario, sale prices would displace basin production, as of 2005, compared to the price of substitutes at city gate (possibly imported gas from Bolivia or LNG and eventually liquid fuels). It can be predicted that scarcity will interrupt supplies to industry

impact would be delayed, but it would be felt as of 2020.

5. Conclusions

The analysis that we have done is based on the assumption that natural gas resources will be characterized by limited availability. This prevents us from taking a deliberately unsubstantiated position regarding the reserves that will have to be discovered to meet domestic and foreign requirements. In reality, this expectation of discoveries involves a set of business efforts that are complex to resolve, requiring interaction with energy decision makers. Regarding this, it would be advisable to have more information from the companies on the estimate of resources and expectations of their growth in respect to exploratory activities that they carry out or hope to carry out.

Likewise, we have introduced the analysis of rationale of the suppliers, which as a



and electricity generation and the price effect will lead to lower requirements in certain uses in other sectors. The price of imported gas for 2015 is assumed to be close to that of liquefied natural gas (LNG) coming from Trinidad and Tobago or eventually from Venezuela, which could be between US\$3 and US\$4/MMBtu (cif) by that date. Nevertheless, domestic transport costs from the site of the regasification plants will be determining the city gate price. In the resource expansion scenario, the

rule combines traditional business objectives of market penetration with profitability. Nevertheless, the traditional theory that assumes that investors have similar objectives to maximize profits, have identical information, and interpret this information in the same way does not necessarily hold true [Calabrese, 1997]. This means that each investor has a different appreciation of risk. In fact, investors act on the basis of their own vision of reality, in response to corporate objectives that are

characterized by differentiated management of their own business space, not only in how they have distributed risk but in how they have handled conflicting interests arising from competitiveness.

If the arguments we have set forth are confirmed, it can be expected that:

- There will not be enough natural gas resources in the Neuquén Basin to ensure long-term supply of the domestic market. To ensure durability, a policy aimed at actively promoting exploration activities and

from the Neuquén Basin one of their principal sources of earnings to finance their budgets, or of the difficulties of supplying gas to the domestic and foreign market. Rather, this paper is attempting to transmit warning signals about what is to be expected if timely and suitable measures are not taken and also to avoid subsequent explanations of failure, such as the "result of human negligence, arrogance, ambition and lack of effective leadership," to use the critical remarks made by Robert A. Laurie, California Energy Commissioner, on the energy crisis in his State.

Novara, J. J. (1998) 'Las reservas de gas natural ante los crecientes requerimientos de los mercados internos y de exportación' *Rev. Estudios*. Fundación Mediterránea. April-June.

Pinto, H. Q. Jr. (2001) 'La Crisis del Sector Eléctrico Brasileño: Causas y Medidas Adoptadas'. *Rev. Proyecto Energético*. IEA. Buenos Aires, July-August.

Secretariat of Energy and Mining (2001) 'Prospectiva 2000' Energy Under Secretariat. Buenos Aires, April.

Thouin, P. (2001) 'Prospects of Natural Gas in South America' *Energy Magazine*. OLADE. October-December.

Yrigoyen, M. R (1994) 'Natural Gas Resources in Argentina' *Global Gas Resources Workshop*.

Vail, Colorado. September.

References

Beicip Franlab/OLADE/ARPEL (2001) 'Gas Market Integration in South America'. October.

Calabrese, J. L. (1997) "Memoria de largo plazo revelada por las series de tiempo" Extract drawn from the complete paper. Buenos Aires.

Figueroa de la Vega, F. (1999) 'Interconexiones y Perspectivas para el Comercio de Gas Natural en América Latina' OLADE/ECLAC/GTZ. Presented at the III Inter-Parliamentary Conference on Mining and Energy for Latin America (CIME 99). Buenos Aires, June.

Laurie, R. A. (2001) "The California Deregulation Experience: A Model of Managerial Failure" *Energy Magazine*. OLADE. July-September.

Marshall, A. (1890) "Principios de Economía" Fourth edition 1963. Aguilar, Madrid.

* Specialist in Energy and Sustainable Development. Mr. Figueroa has also held the following posts: Planning Manager for Argentina's oil company Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), 1978-1984; researcher for the Energy-Economy Institute (IDE) of the Bariloche Foundation (FB), 1984-1991; Consultant for the Latin American Energy Organization (OLADE), 1994-2000, and the German Technical Cooperation Agency (Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit--GTZ), 2001.

** Specialist in forecasting models. Mr. Dobrusin has also worked for Gas del Estado (GdE), 1971-1981, for the National Atomic Energy Commission (CNEA), 1981-1984, and the Energy-Economy Institute (IDE) of the Bariloche Foundation (FB), 1984-2000.

Table 11. Average prices and costs of the Neuquén Basin (US\$/MMbtu)

	2000	Scenarios					
		Reference			Expansion		
		2005	2010	2015	2005	2010	2015
Sale prices CNQ	1.32	1.23	2.87	Infinite	1.19	1.20	1.39
Transport costs	0.61	0.61		?		0.61	
City gate prices BUE	1.93	1.84	3.48	?	1.80	1.81	2.00
							2.88

Source: Own elaboration

legal security will have to be implemented to foster investments aimed at expanding resources or securing alternative supplies of imported origin.

- The possibility of using domestic gas to supply external markets does not seem to be assured beyond 2010.
- The impacts of the durability of resources on the sale prices of natural gas at the head of the gas pipelines will become increasingly important and may well contribute to displacing production of the Neuquén Basin before resources are depleted. All of this may occur because the effects on city gate prices may involve mass substitutions of gas from the Neuquén Basin before the end of the present decade.

The conclusions that have been drawn here are not intended to paint an apocalyptic vision of the financial future of the provinces, which are obtaining