

4.3. Oferta de Gas – Reservas, Producción y Sistema de Transporte

4.3.1. Introducción

La Resolución ex-Secretaría de Energía y Minería N° 482/1998 define como *reservas* a “aquellas cantidades de hidrocarburos que se espera recuperar a partir de acumulaciones conocidas a una fecha determinada”.

Las estimaciones de reservas tienen cierto grado de incertidumbre pues dependen de la confiabilidad de los datos de geología e ingeniería disponibles al momento de efectuar la estimación y de la interpretación de esos datos. El grado de incertidumbre puede ser acotado clasificando las reservas en *comprobadas* (o *probadas*) y *no comprobadas*. Las *no comprobadas*, que tienen menos certeza en la recuperación que las *reservas comprobadas*, se clasifican a su vez en *reservas probables* y *reservas posibles*, según el grado de incertidumbre en su evaluación. A continuación se transcriben los principales conceptos dados por la Resolución 482/1998.

- *Reservas Probadas*

Las *reservas probadas (P1)* son aquellas cantidades de gas que de acuerdo al análisis de datos geológicos y de ingeniería, pueden ser estimadas con “razonable certeza” sobre la base de ser comercialmente recuperables, a partir de una fecha dada, de reservorios conocidos, bajo condiciones económicamente determinadas, métodos operativos y reglamentaciones gubernamentales. “Razonable certeza”: alto grado de confiabilidad que tienen las cantidades a ser recuperables, un nivel de confiabilidad del 90%.

- *Reservas No Probadas*

Las *reservas no probadas* están basadas sobre datos geológicos y/o de ingeniería, similares a aquellos usados para las estimaciones de *reservas probadas*, asumiendo condiciones económicas futuras diferentes de aquellas que prevalecen al momento de la estimación.

Las *reservas no probadas* pueden ser divididas en *probables* y *posibles*.

- o *Reservas Probables*

Las *reservas probables (P2)* son aquellas *reservas no probadas* que sobre la base del análisis de los datos geológicos y de ingeniería, se estima como más “probables” que sean económicamente recuperables. “Probable”: implica que las *reservas probadas* más las *reservas probables* tienen un nivel de confiabilidad del 50 % de ser recuperadas.

- o *Reservas Posibles*

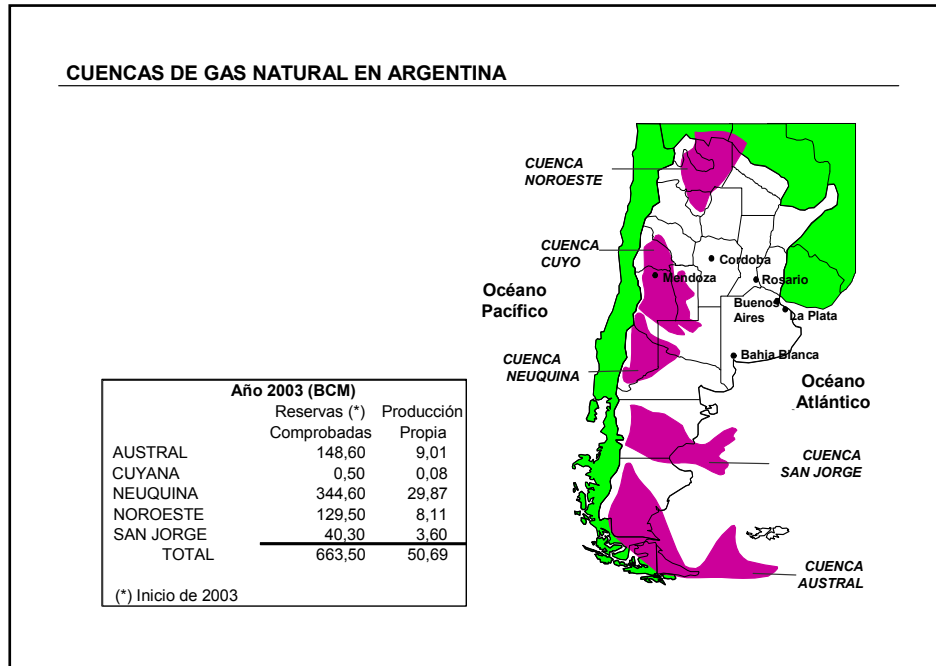
Las *reservas posibles (P3)* son aquellas *reservas no probadas* que sobre la base del análisis de los datos geológicos y de ingeniería, se estima como menos factibles de ser recuperables que las *reservas probables*. “Posible”: implica que las *reservas probadas* más las *reservas probables* más las *posibles* tienen un nivel de confiabilidad del 10% de ser recuperadas.

Argentina contaba a inicios del año 2002 con 763 BCM de *reservas probadas*, que se redujeron a 664 BCM a fines del mismo año. El motivo de esta reducción fue que se realizó una reclasificación de las reservas entre *reservas probadas (P1)* y *probables (P2)* como consecuencia de las condiciones económicas imperantes¹. Argentina ocupa el tercer puesto en reservas de gas en Latinoamérica, después de Venezuela y Bolivia. La producción total (incluyendo la inyección en gasoductos, los volúmenes reinyectados en yacimientos y aquellos consumidos en los pozos) alcanzó a fines de 2002 un volumen de 45.9 BCM, otorgando un horizonte de abastecimiento reservas/producción (R/P) de 14 años, lo que representa una significativa reducción frente al promedio histórico de 17/18 años que la Argentina tuvo durante los últimos 5 años y muy por debajo de los 25 años que tenía a fines de 1991

La República Argentina presenta cinco cuencas gasíferas de Norte a Sur: Noroeste, Cuyana, Neuquina, Golfo San Jorge y Austral.

¹ Debe ser notado no obstante que en 1989 se produjo una revisión de reservas que disminuyó las reservas comprobadas en más de un 25%..

Figura 4. 1. Cuencas Argentinas



La Cuenca Neuquina es la más importante de la Argentina con el 52% de las reservas probadas del país, seguida por la Cuenca Austral con el 22%, y por la Cuenca Noroeste con el 19% de las reservas.

4.3.2. Reservas de Gas Natural – Evolución histórica

La Tabla siguiente muestra la evolución de las reservas probadas de gas natural desde el año 1993 hasta el 2003 para cada una de las cuencas.

ARGENTINA: RESERVAS PROBADAS HISTORICAS DE GAS NATURAL POR CUENCA (BCM)							
	1993	1995	1999	2000	2001	2002	2003
AUSTRAL	85.7	115.8	158.0	171.4	185.2	176.0	148.6
CUYANA	0.8	0.9	0.8	0.9	0.7	0.7	0.5
NEUQUINA	321.1	294.7	357.2	377.1	399.1	377.2	344.6
NOROESTE	122.8	113.2	153.4	165.4	153.5	161.7	129.5
SAN JORGE	10.0	10.9	17.1	33.3	39.0	47.4	40.3
TOTAL	540.4	535.5	686.6	748.1	777.6	763.0	663.5

Fuente: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG)

Figura 4. 2 Evolución de las reservas probadas Argentinas - todas las cuencas. (Fuente: IAPG)



Teniendo en cuenta la producción de cada año (que se indica más adelante) y la evolución de las reservas probadas que se muestra en la tabla precedente, en los diez años que van desde fines del año 1993 hasta fines del año 2002, la incorporación de reservas probadas en cada cuenca fue la siguiente.

ARGENTINA: INCORPORACION DE RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL POR CUENCA (1993-2002) (BCM)	
	1993 -2002
AUSTRAL	142.9
CUYANA	0.6
NEUQUINA	240.6
NOROESTE	58.1
SAN JORGE	55.7
TOTAL	497.9

Fuente: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG)

En la figura siguiente se muestra la incorporación de reservas probadas totales por año.

Figura 4.3. Incorporación de reservas por año



En los últimos años, con el fin de integrar las reservas de Argentina y Bolivia, las empresas que operan en la Argentina han llevado a cabo inversiones exitosas en la búsqueda

de hidrocarburos en territorio boliviano. Según sea la política del gobierno boliviano esto tendrá una fuerte incidencia sobre el desarrollo de la cuenca noroeste.

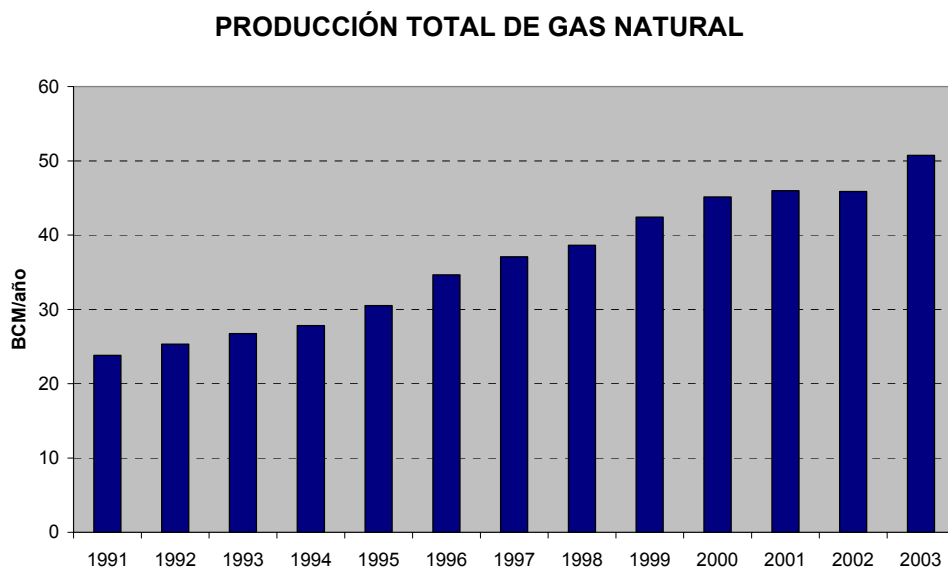
4.3.3. Producción de Gas Natural – Evolución histórica

ARGENTINA: PRODUCCION DE GAS NATURAL (BCM)							
	1993	1995	1999	2000	2001	2002	2003
Producción	26.729	30.505	42.426	45.135	45.974	45.873	50.717
Importación	2.084	2.053	0.504	0.000	0.000	0.091	0.095
Exportación	0.000	0.000	3.382	4.497	5.867	5.644	6.729
Reinyección, Combustible y Perdidas	7.364	9.371	9.865	9.921	11.784	12.333	13.918
Demanda Interna	21.450	23.186	29.683	30.717	28.323	27.986	30.165

La producción total de gas para el año 2002 fue de 45,9 BCM, de los cuales el 56% correspondieron a la Cuenca Neuquina, 19% a la Cuenca Austral, 17% a la Cuenca Noroeste, 8% a la Cuenca San Jorge y 2% a la Cuenca Cuyana.

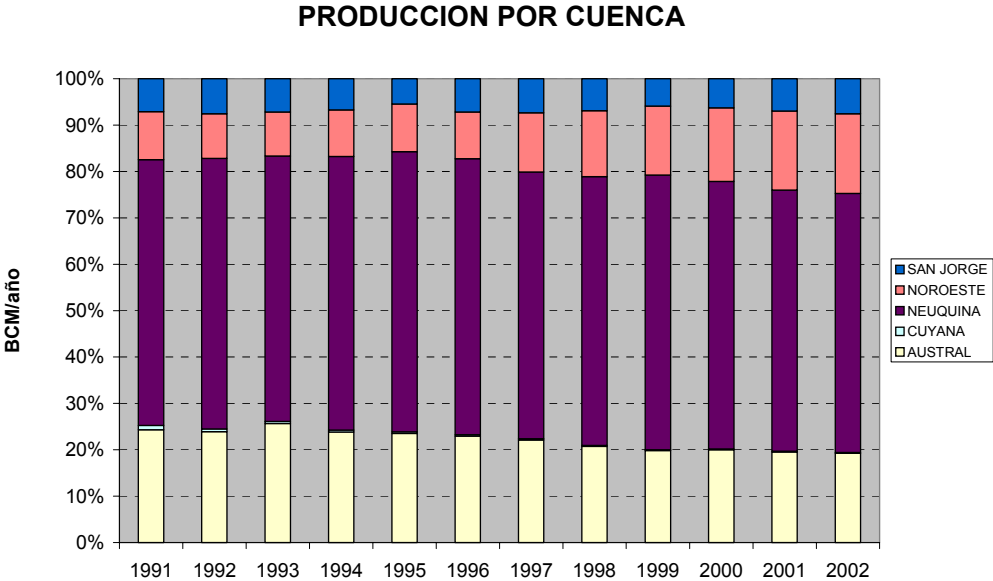
En la figura siguiente se observa la evolución histórica de la producción de gas natural, haciéndose notar que los volúmenes indicados incluyen, no solamente aquellos cargados a gasoducto y consumidos en boca de pozo, sino también los volúmenes re-inyectados, pérdidas del sistema o utilizados como combustible en los yacimientos.

Figura 4.4. Evolución de la producción total de gas natural. (Fuente: IAPG)



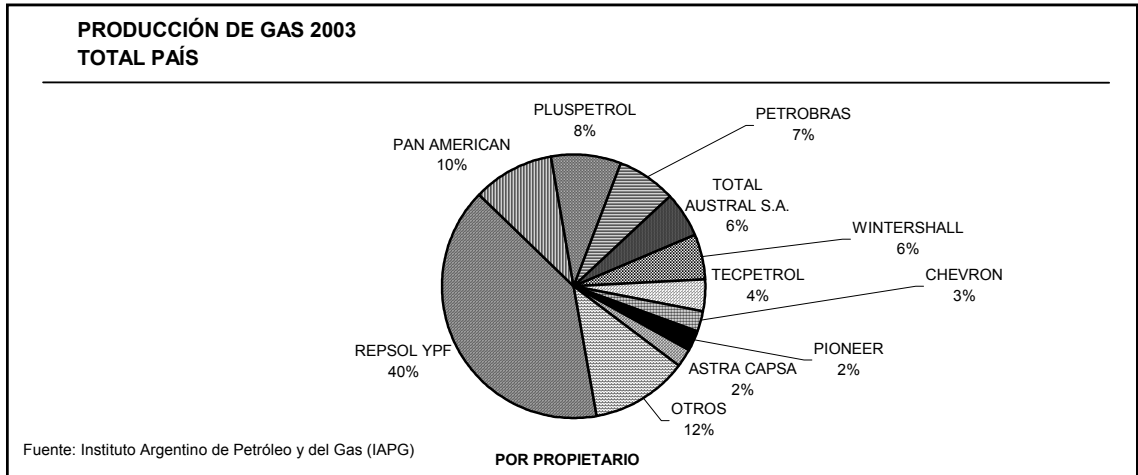
En la siguiente figura se muestra la evolución histórica de la participación en la producción de gas natural de las distintas cuencas, no observándose cambios significativos en diez años, lo que implica un crecimiento proporcional en la producción, en los gasoductos y en las exportaciones desde las distintas cuencas. Puede notarse, sin embargo, una paulatina mayor participación de la cuenca Noroeste (del orden del 4%) en detrimento de la participación de la cuenca Austral reflejando el reemplazo de las importaciones desde Bolivia por el gas de la cuenca Noroeste de la Argentina.

Figura 4.5. Evolución de la participación de las distintas cuencas en la producción. (Fuente: IAPG)



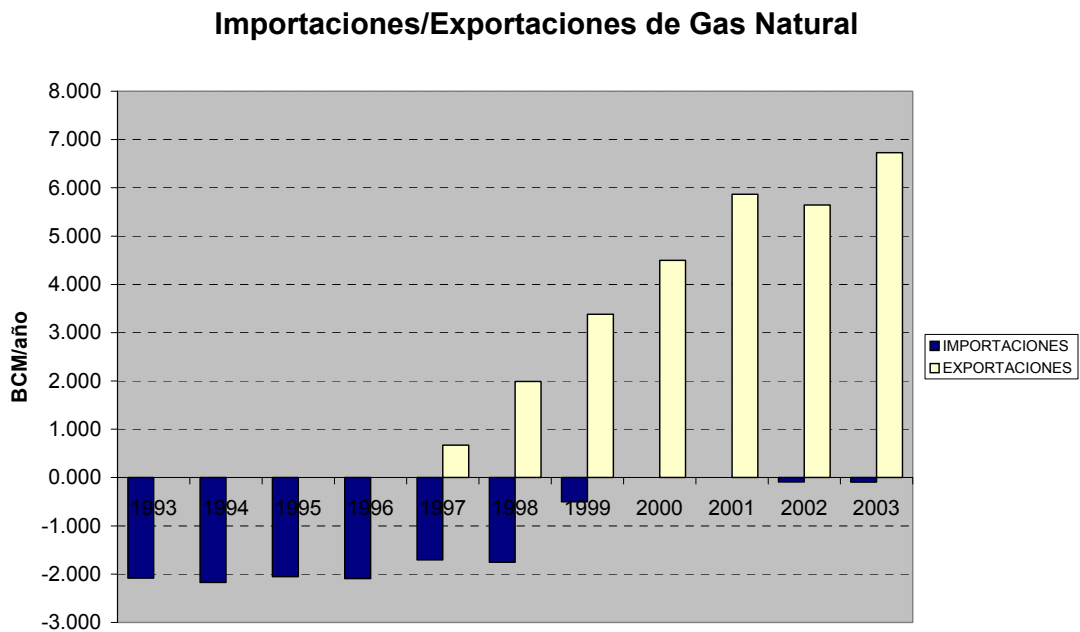
El ranking de productores por propietario muestra que la producción está liderada por Repsol-YPF con un 40% de participación, seguido por Panamerican, Pluspetrol, Petrobras, Total Austral, Wintershall y otros. Es decir que el grado de concentración de la oferta de gas natural es elevado, teniendo las características de un potencial mercado oligopólico y requiriendo por lo tanto una atenta vigilancia para prevenir conductas que afecten el comportamiento competitivo de este sector desregulado de la cadena del gas natural.

Figura 4. 6. Participación en la producción por propietario. (Fuente: IAPG)



El gráfico siguiente muestra la evolución de las importaciones (desde Bolivia) y las exportaciones de gas natural (93 % a Chile, 7% a Brasil) en los últimos 10 años. Las importaciones desde Bolivia interrumpidas en 1999 fueron reiniciadas en el año 2004 como consecuencia de la declinación en la capacidad de producción de la cuenca noroeste.

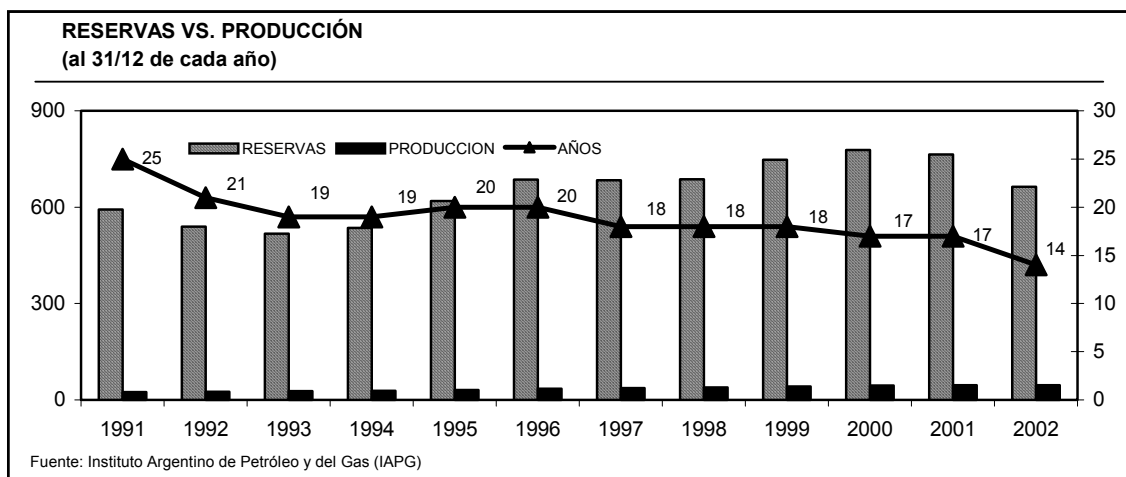
Figura 4. 7. Evolución de las importaciones y exportaciones de Gas Natural



4.3.4. Relación Reservas / Producción – Evolución histórica

Conforme a lo expuesto en las secciones anteriores, durante la década del 90 la incorporación de reservas no acompañó en todos los años el crecimiento sostenido de la producción, lo que originó que el número de años de abastecimiento bajara de 25 años en 1991 a 14 años en el 2002.

Figura 4. 8. Evolución de la relación Reservas/Producción



En particular, la crisis de 2002 produjo una retracción adicional en la incorporación de reservas, como consecuencia de una disminución considerable de la actividad de exploración y explotación de nuevos pozos. Esta ha sido una de las consecuencias más importantes de la crisis económica y del congelamiento indirecto del precio interno del gas natural.

4.3.5. Precios de gas – Evolución histórica

Desde la privatización del mercado de gas hasta el año 2002, el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) publica dos veces al año los precios de gas en boca de pozo (“precios de referencia”) para las tres principales cuencas argentinas (Noroeste, Neuquina y Austral). Estos precios ponderan los volúmenes asociados a los contratos de largo plazo que los clientes (industriales, centrales térmicas, distribuidoras) celebraban con los productores. La publicación semestral se realiza con el objetivo de establecer los precios de referencia a ser

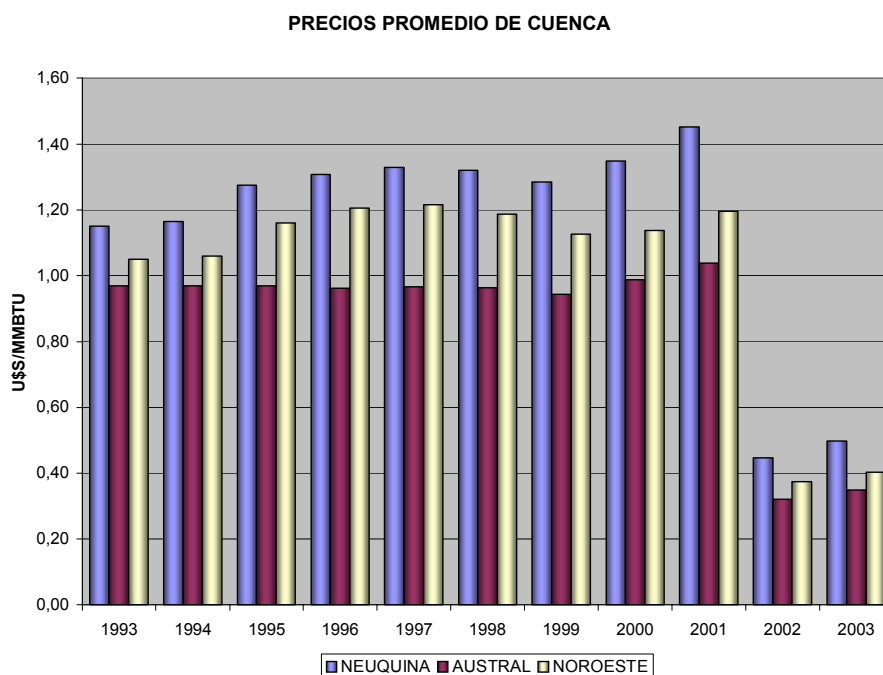
aplicados a las tarifas finales durante el período invernal (mayo a septiembre) y durante el período estival (octubre a abril).

ARGENTINA: PRECIOS PROMEDIO POR CUENCA (U\$S/MMBTU)											
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
NEUQUINA	1.15	1.17	1.28	1.31	1.33	1.32	1.28	1.35	1.45	0.45	0.50
AUSTRAL	0.97	0.97	0.97	0.96	0.97	0.96	0.94	0.99	1.04	0.32	0.35
NOROESTE	1.05	1.06	1.16	1.21	1.22	1.19	1.13	1.14	1.20	0.38	0.40

Fuente: Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS)

Durante el período 1991-2001 la Argentina tuvo su moneda atada al dólar estadounidense en paridad 1 a 1. Desde enero de 2002, a partir del abandono de la paridad cambiaria, la pesificación de los contratos y el congelamiento de las tarifas de transporte y distribución, los precios del gas en boca de pozo para el mercado interno quedaron automáticamente congelados y pesificados.

Figura 4. 9. Evolución histórica de los precios de gas en boca de pozo (Fuente: Enargas)

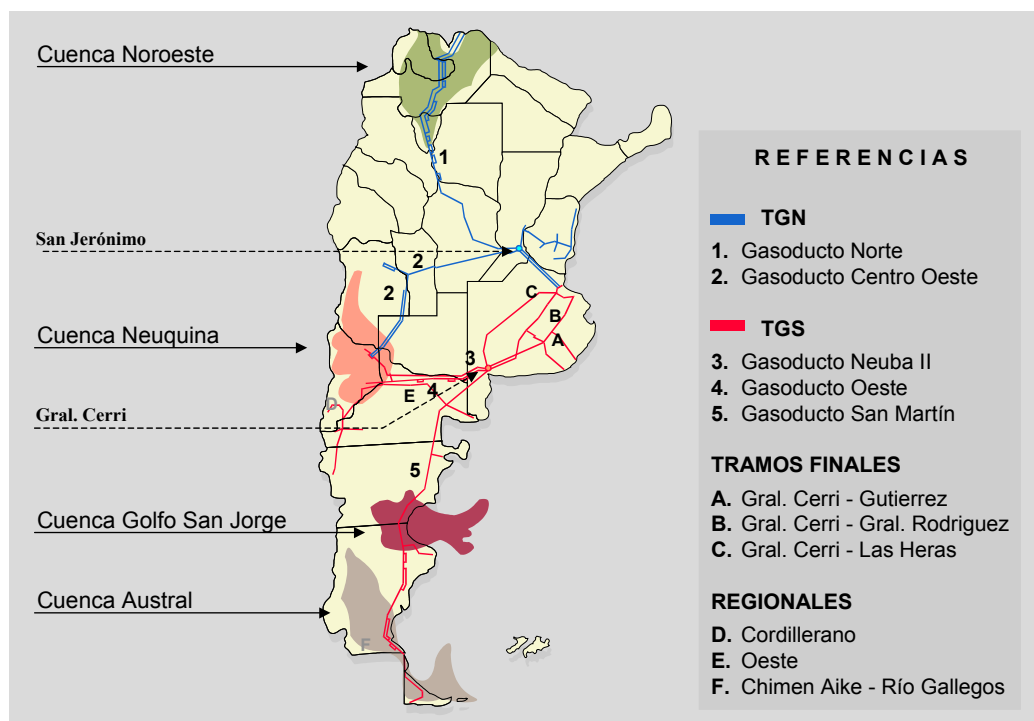


En todos los casos, el diferencial de precios entre cuencas se produce por el impacto de las tarifas de transporte en el precio del gas en el city gate Buenos Aires (“netback”). Las tarifas de transporte son proporcionales a la distancia, en tanto el precio de gas sumado a la tarifa de transporte debe igualarse en el centro de mayor consumo que es Buenos Aires. De allí que la Cuenca Neuquina presente el mayor precio en boca de pozo, seguida por las cuencas Noroeste y la Austral. La diferencia de precio del gas entre cuencas es justamente la diferencia entre el costo de transporte desde la cuenca correspondiente hasta Buenos Aires.

4.3.6. Sistema de transporte – Evolución histórica

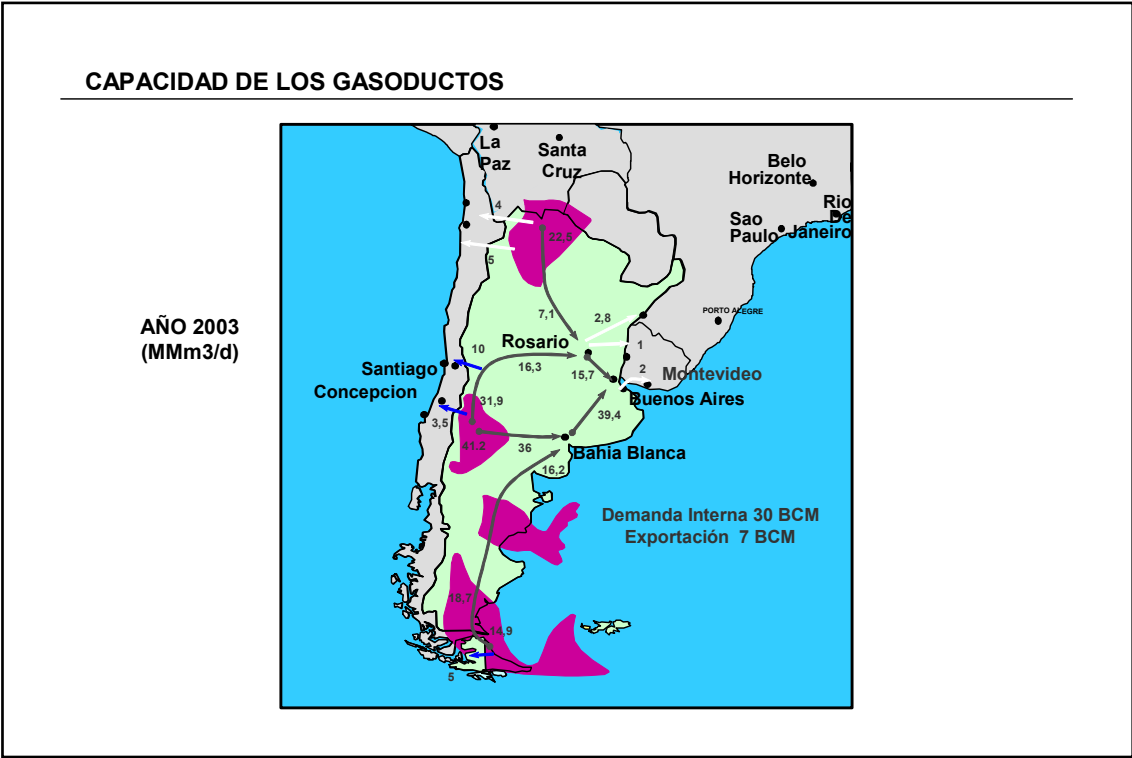
El sistema de transporte de gas argentino está conformado por cinco gasoductos principales: Gasoducto Norte y Gasoducto Centro Oeste, que pertenecen al sistema de Transportadora de Gas del Norte S.A. (TGN); y Gasoducto San Martín, Gasoducto Neuba I y Gasoducto Neuba II, operados por Transportadora de Gas del Sur S.A. (TGS). Como lo indica el nombre de las dos empresas licenciatarias de transporte, cubren las regiones Norte y Sur del país para luego empalmar con el Anillo de Alta Presión de Buenos Aires, en donde en los días fríos del invierno se concentra más del 50% de la demanda interna.

Figura 4. 10. Sistema troncal de gasoductos de Argentina



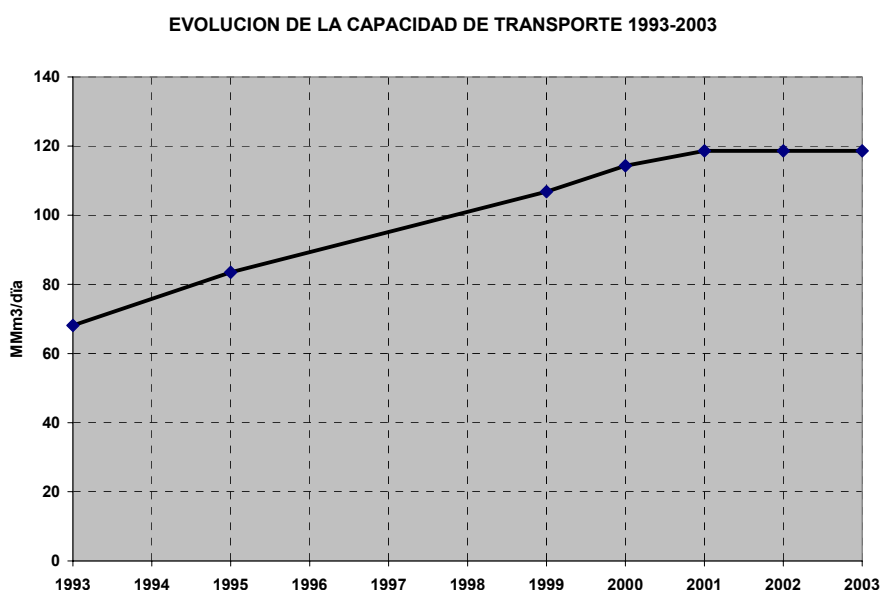
La demanda argentina se caracteriza por una fuerte estacionalidad, que resulta del significativo aumento del consumo residencial durante los meses de invierno. La capacidad total de los gasoductos es de aproximadamente 120 millones de m³/día. Careciendo de almacenamientos subterráneos cercanos a los centros de demanda, el sistema de transporte funciona al 100% de su capacidad en los días de demanda pico de invierno y, por lo tanto, la eficiencia del sistema se basa en el corte del suministro de gas natural y la utilización de un combustible alternativo (básicamente fuel-oil) por parte de la mayoría de las usinas y algunas industrias (Grandes Usuarios Interrumpibles) durante los días más fríos del período invernal. Este hecho es reconocido por la estructura tarifaria introducida desde la privatización en 1992, que permite a los Grandes Usuarios (aquellos que consumen más de 10,000 m³/día) contratar un servicio interrumpible más económico cuando tienen la posibilidad de consumir un combustible alternativo, o un servicio firme, más caro, que solo debería cortarse en casos excepcionales.

Figura 4. 11. Capacidad de los gasoductos troncales (Fuente: Enargas)



El crecimiento de la capacidad de transporte ha sido prácticamente continuo desde 1993 hasta 2001, debido a que las expansiones de los gasoductos existentes resultaban rentables al nivel tarifario existente en ese período. A principios de 2002 y debido al congelamiento tarifario, la devaluación y el default de las empresas licenciatarias de transporte, no existían condiciones financieras para que las mismas realizaran inversiones en el sistema.

Figura 4. 12. Evolución de la capacidad de transporte 1993-2003



Como se muestra en la figura, la capacidad de transporte prácticamente se duplicó entre el año 1993 y el año 2001 evolucionando casi linealmente entre esos años. Los aumentos de capacidad siguieron al incremento de la demanda interna y de exportación hasta alcanzar los 120 MMm3/día, cuando se paralizaron las inversiones como consecuencia de la crisis económica. El incremento fue del 60 % desde el Sur, 70% desde el Norte, del 50% desde Neuquén por TGS, y del 180% desde Neuquén por TGN (reflejando la importancia de las exportaciones a Santiago de Chile).

A continuación se indica la evolución de la capacidad de los distintos tramos de gasoductos de TGS y TGN desde la privatización hasta la actualidad.

ARGENTINA: EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD NOMINAL DE LOS GASODUCTOS DE TGS (MMm3/d)

CAPACIDAD NOMINAL GASODUCTO NEUBA II/I

TRAMO	1993	1995	1999	2000	2001	2002	2003	Incremento	
								MMm3/d	%
Sierra Barrosa - Chelforó	11.0	11.2	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	2.5	22.7%
Chelforó - Nodo Cerri	9.3	8.4	9.5	9.6	9.6	9.6	9.6	0.3	3.2%
Loma La Lata - Cervantes	18.5	26.6	27.6	27.6	28.4	28.4	28.4	9.9	53.5%
Cervantes - Nodo Cerri			26.4	26.4	27.2	27.2	27.2	0.8	3.0%

CAPACIDAD NOMINAL GASODUCTO SAN MARTÍN

TRAMO	1993	1995	1999	2000	2001	2002	2003	Incremento	
								MMm3/d	%
S. Sebastián - Cerro Redondo	8.4	10.5	11.2	14.4	14.9	14.9	14.9	6.5	77.4%
Cerro Redondo - Piedra Buena	15.4	16.9	17.3	18.4	18.7	18.7	18.7	3.3	21.4%
Piedra Buena - Pico Truncado	14.8	16.5	16.8	17.9	18.2	18.2	18.2	3.4	23.0%
Pico Truncado - Cro. Rivadavia	14.0	15.4	18.0	20.9	22.3	22.3	22.3	8.3	59.3%
Cro. Rivadavia - Deriv. Aluar	12.5	14.3	16.5	18.4	18.8	18.8	18.8	6.3	50.4%
Deriv. Aluar - Gral. Conesa	11.5	12.4	14.4	15.9	16.4	16.4	16.4	4.9	42.6%
Gral. Conesa - Nodo Cerri	11.0	12.3	14.2	15.5	16.2	16.2	16.2	5.2	47.3%

Fuente: Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS)

ARGENTINA: EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD NOMINAL DE LOS GASODUCTOS DE TGN (MMm3/d)

CAPACIDAD NOMINAL GASODUCTO NORTE

TRAMO	1993	1995	1999	2000	2001	2002	2003	Incremento	
								MMm3/d	%
Refinor - (Jujuy) Miraflores	13.4	14.6	19.9	20.4	22.5	22.5	22.5	9.1	67.9%
(Jujuy) Miraflores - (Salta) Lumberas	12.2	13.1	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	6.6	54.1%
(Salta) Lumberas - Tucumán	10.6	11.0	13.9	13.9	13.9	13.9	13.9	3.3	31.1%
Tucumán - Lavalle	9.8	9.8	12.9	12.9	12.9	12.9	12.9	3.1	31.6%
Lavalle - (Córdoba) Ferreyra	8.0	8.0	8.9	8.9	9.1	9.1	9.1	1.1	13.8%
(Córdoba) Ferreyra - Nodo San Jerónimo	6.0	6.0	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	1.1	18.3%

CAPACIDAD NOMINAL GASODUCTO CENTRO OESTE

TRAMO	1993	1995	1999	2000	2001	2002	2003	Incremento	
								MMm3/d	%
Loma La Lata - La Mora	11.2	15.7	27.8	31.9	31.9	31.9	31.9	20.7	184.8%
La Mora - Beazley	11.2	15.7	19.5	23.3	23.3	23.3	23.3	12.1	108.0%
Beazley - Mendoza			5.2	6.0	6.0	6.0	6.0	0.8	15.4%
Beazley - Chaján	7.3	11.8	14.2	17.2	17.2	17.2	17.2	9.9	135.6%
Chaján - La Carlota			13.7	16.7	16.7	16.7	16.7	3.0	21.9%
La Carlota - Baldissera			13.1	16.1	16.3	16.3	16.3	3.2	24.4%
Baldissera - Nodo San Jerónimo	7.2	10.7	13.1	16.1	16.3	16.3	16.3	9.1	126.4%

Fuente: Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS)

4.3.6. Proyección de precios de gas

Los precios de gas natural en boca de pozo de las cuencas argentinas para el mercado interno evolucionarán siguiendo un sendero de precios acordado con la Secretaría de Energía.

Este acuerdo establece un valor máximo para los clientes no residenciales de 1,02 US\$/MMBTU para la Cuenca Noroeste en julio de 2005, mientras que para los clientes residenciales se establece que ese mismo valor será alcanzado a fines de 2006. Es decir, un precio promedio aproximadamente igual al 83% del valor en dólares de diciembre del 2001 (y por lo tanto, del valor del gas para el mercado de exportación).

Como los precios en las demás cuencas se calculan a partir de los precios de gas de la Cuenca Noroeste (por ser la de costos de producción más elevados) y de las correspondientes tarifas de transporte a Buenos Aires, los precios de gas a fines del año 2006 en las cuencas Neuquina y Austral resultan de 1,11 y 0,89 US\$/MMBTU, respectivamente, para el mercado interno. En cambio, para el mercado de exportación estos precios son de 1,49 y 1,04 US\$/MMBTU, reflejando los precios *netback* Buenos Aires anteriores a la devaluación.

A fines del año 2006 los precios de gas quedarían desregulados, asumiéndose en este trabajo un aumento moderado y paulatino hasta el año 2010 como se muestra en la tabla siguiente.

ARGENTINA: PRECIO DE GAS EN BOCA DE POZO (US\$/MMBTU)							
	2003*	2004	2006	2008	2010	2012	2015
Precio Gas Neuquén	0,53	0,71	1,11	1,27	1,35	1,36	1,36
Transporte Nqn-BA	0,20	0,24	0,36	0,44	0,46	0,47	0,47
City Gate BA	0,73	0,94	1,47	1,71	1,81	1,83	1,84
Precio Gas Austral	0,37	0,56	0,89	1,00	1,06	1,08	1,08
Transporte SC-BA	0,32	0,38	0,59	0,71	0,74	0,75	0,76
City Gate BA	0,69	0,94	1,47	1,71	1,81	1,83	1,84
Precio Gas Salta	0,44	0,64	1,01	1,15	1,22	1,23	1,23
Transporte Salta-BA	0,25	0,30	0,46	0,57	0,59	0,59	0,60
City Gate BA	0,69	0,94	1,47	1,71	1,81	1,83	1,84
*Precios Históricos							

4.3.7. Proyecciones de oferta de gas natural

- *Introducción, metodología e hipótesis*

La proyección de la producción de gas natural por cuenca hasta el año 2023 se realiza para dos escenarios: el escenario I (demanda media) considerando el programa de utilización racional de la energía (con URE) y para el escenario II (demanda alta) sin considerar el programa de utilización racional de la energía (sin URE).

En ambos casos se considera la demanda total de gas natural obtenida en el Capítulo 3 de este Informe. La demanda total se satisface considerando lo siguiente:

- Se materializa el gasoducto del Noroeste Argentino abastecido con gas de Bolivia. Los volúmenes de gas natural para el mercado interno desde este gasoducto se incrementan linealmente desde 10 MMm³/día a 20 MMm³/día desde el año 2006 hasta el 2014, permaneciendo en 20 MMm³/día desde el 2014 hasta el 2023.
- Se importa gas de Bolivia desde el gasoducto Norte reemplazando la declinación de la cuenca Noroeste para satisfacer parte de la demanda del norte Argentino. Esta importación se inicia en el 2004 con 4 MMm³/día hasta alcanzar los 7 MMm³/día en el año 2007, permaneciendo constante con ese valor hasta el año 2023.
- El resto de la demanda interna se satisface desde las distintas cuencas manteniendo las mismas proporciones que en la situación actual.
- Las exportaciones de las distintas cuencas se realizan de acuerdo con las hipótesis de utilización de los distintas interconexiones con los países vecinos de acuerdo con lo previsto en el Capítulo 3.

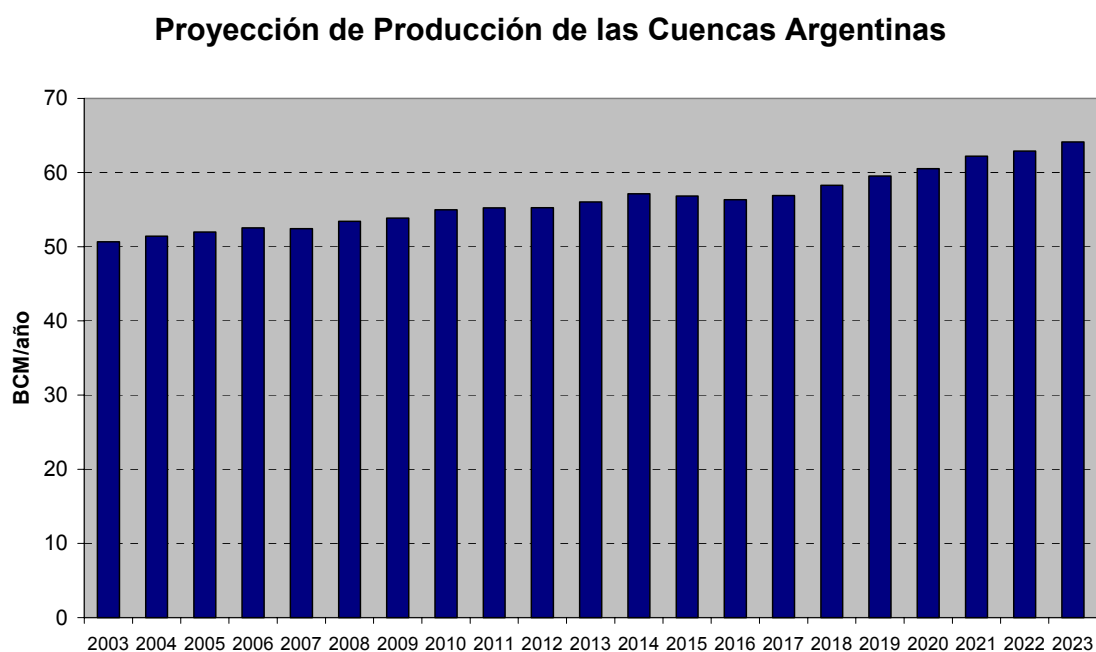
Una vez obtenida la demanda total por cuenca de acuerdo con las hipótesis anteriores se calcula el gas retenido en yacimiento, gas combustible y pérdidas tomando los porcentajes históricos respecto de la inyección total a gasoductos. Finalmente la proyección de la producción total es la suma de la demanda interna, las exportaciones y el gas retenido, combustibles y pérdidas.

4.3.7.1. Escenario I (Demanda media con URE)

4.3.7.1.1 Proyección de la producción de gas natural por cuenca

Se observa en la figura que como consecuencia de la entrada del gas desde Bolivia por el nuevo gasoducto del Noreste Argentino y por el gasoducto Norte (y la disminución de los requerimientos de gas natural para generación eléctrica entre el 2014 y el 2018) el crecimiento de la producción en las cuencas argentinas es significativamente inferior al crecimiento experimentadas durante la década del 90.

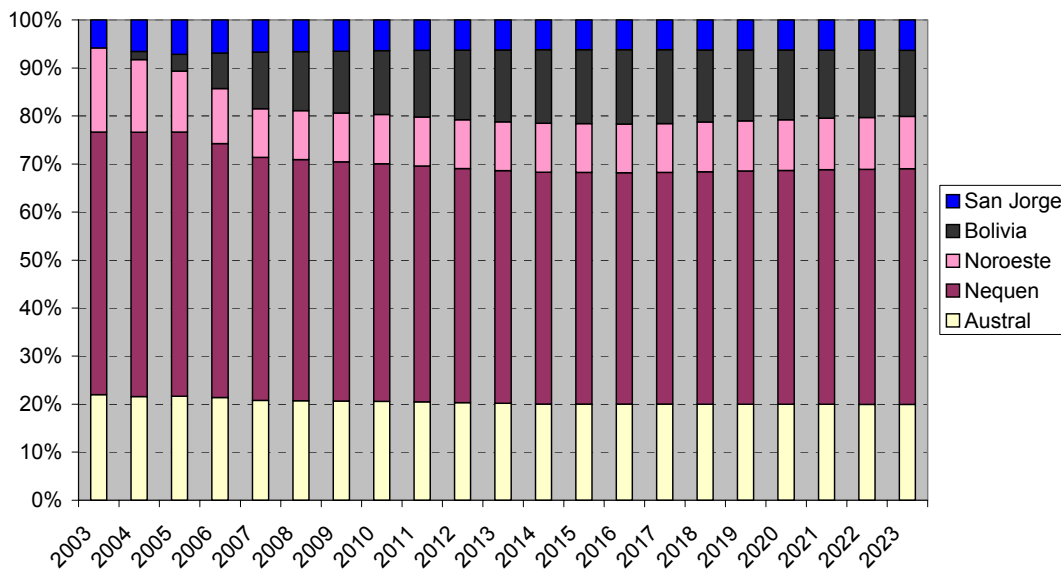
Figura 4. 13



La participación de las distintas cuencas y de las importaciones de Bolivia que se muestra en la figura siguiente muestra como el gas de Bolivia reemplaza en primer lugar la declinación de la cuenca Noroeste para después disminuir proporcionalmente la participación del resto de las cuencas.

Figura 4. 14

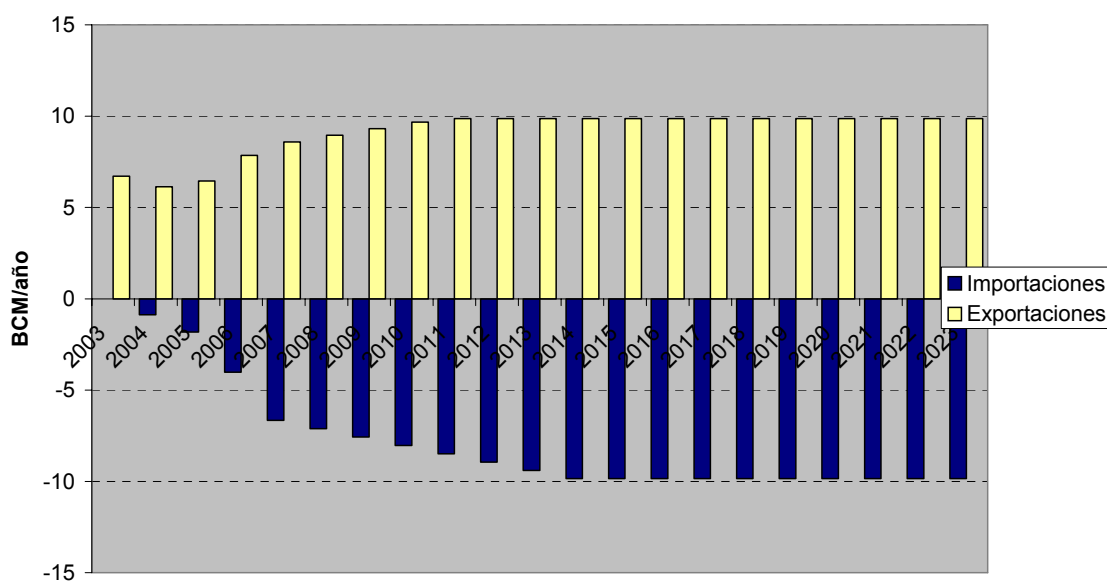
Producción por Cuenca



La evolución de las importaciones y exportaciones de gas natural se muestran en la siguiente figura.

Figura 4. 15

Importaciones/Exportaciones de Gas Natural



A partir del año 2012 las importaciones desde Bolivia prácticamente igualan los volúmenes de exportación a Chile, Brasil y Uruguay. Debe notarse que, en la práctica, los volúmenes de exportación de gas a Chile son sustituidos por volúmenes procedentes de Bolivia.

4.3.7.1.2. Proyección de las reservas por cuenca

- *Introducción*

La evaluación del número de años de reservas remanentes de cada cuenca se obtuvo a partir de la proyección de la demanda requerida, las reservas probadas y las reservas últimas al inicio del análisis, y la relación entre costos de producción y precios de gas natural de cada año mediante la utilización de un modelo matemático basado en un conjunto de ecuaciones empíricas desarrollado para cada una de las cuencas argentinas.

La demanda requerida se calculó en el ítem 3.3. del presente Informe, las reservas probadas al inicio del análisis (año 2003) se indican el punto 4.3.2 y una estimación de la evolución de los precios de gas se presenta en la sección 4.3.6. A continuación se presenta una evaluación de los costos de producción de cada cuenca y una estimación de las reservas últimas. *Es importante destacar la gran incertidumbre existente con relación a este último input del modelo, cuyo valor real puede alterar significativamente las conclusiones del presente estudio.*

- *Costos de producción por cuenca*

La Secretaría de Energía argentina contrató un trabajo de consultoría para estimar el costo de gas en las diferentes cuencas argentinas. Para ello se seleccionaron ocho yacimientos tipo: dos para la Cuenca Noroeste, cuatro para la Neuquina y dos para la Austral. Para cada uno de ellos se efectuó un estudio que consideró todas las etapas (desde la exploración hasta el abandono), con el objeto de establecer un modelo de yacimiento promedio para cada cuenca. Asimismo, se realizó la evaluación económica de cada yacimiento promedio, determinando el costo de producción de gas mediante el concepto de costo incremental promedio. Como

resumen, el estudio estableció para las distintas cuencas y para precios entre 0.8 u\$s/MMBTU y 1.4 u\$s/MMBTU las siguientes T.I.R

ARGENTINA - COSTOS DE PRODUCCIÓN				
US\$/MMBTU	Noroeste	Neuquina	Austral	Pais
0.8	4.72%	11.14%	13.00%	9.62%
1	7.30%	14.91%	16.93%	13.05%
1.25	10.20%	19.10%	21.30%	16.87%
1.4	12.85%	22.89%	25.24%	20.33%

- *Reservas últimas*

El modelo requiere una estimación de las reservas últimas de cada cuenca. En el informe Prospectiva 2002 de la Secretaría de Energía se estima para 10 años las siguientes incorporaciones de reservas en cada cuenca: Noroeste = 136.36 BCM, Neuquina = 209.1 BCM, y Austral = 136.36 BCM. Por otra parte las incorporaciones de reservas entre los años 1993 y 2002 para cada cuenca fueron: Noroeste = 58.1 BCM, Neuquina = 240.6 BCM, y Austral = 142.9 BCM. En este trabajo se realizan hipótesis sobre la construcción de gasoductos para abastecer a la demanda de las distintas cuencas y la necesidad de incorporación de reservas en cada cuenca se obtiene como resultado del análisis, mediante el mantenimiento de un horizonte de reservas mínimo de 12 años en cada una de las cuencas para el período de análisis de 20 años.

- *Resultados obtenidos*

Los gráficos siguientes muestran la proyección de la producción, las reservas de gas natural, y la relación reservas/producción para las tres cuencas principales de la Argentina a partir de las hipótesis previamente mencionadas.

Figura 4. 16

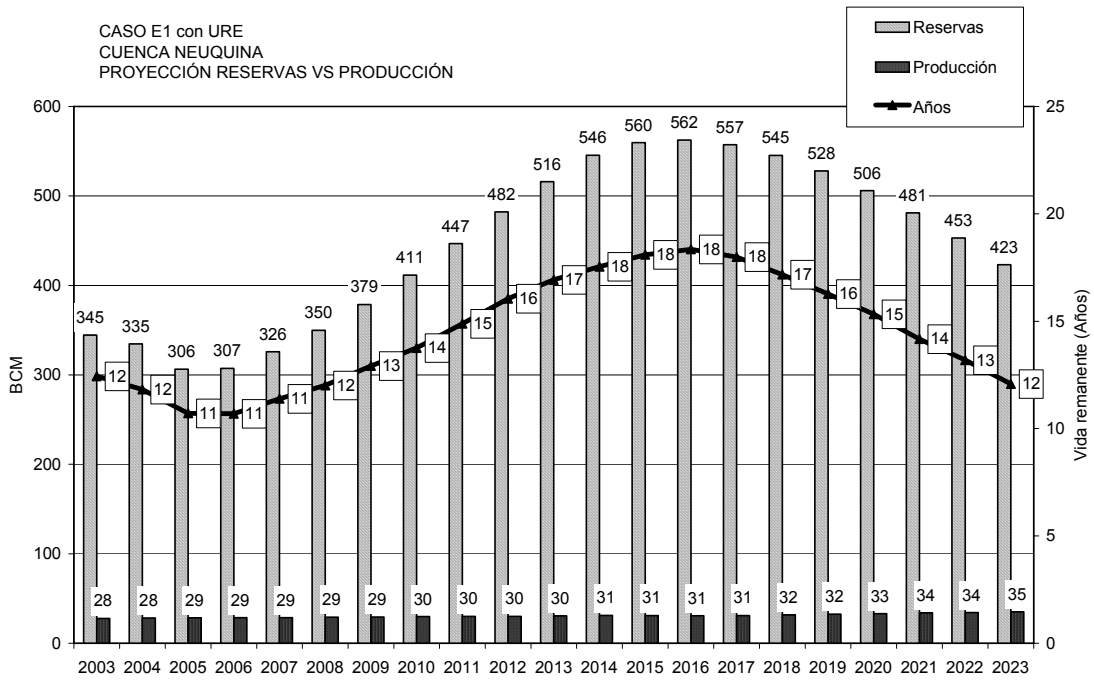


Figura 4. 17

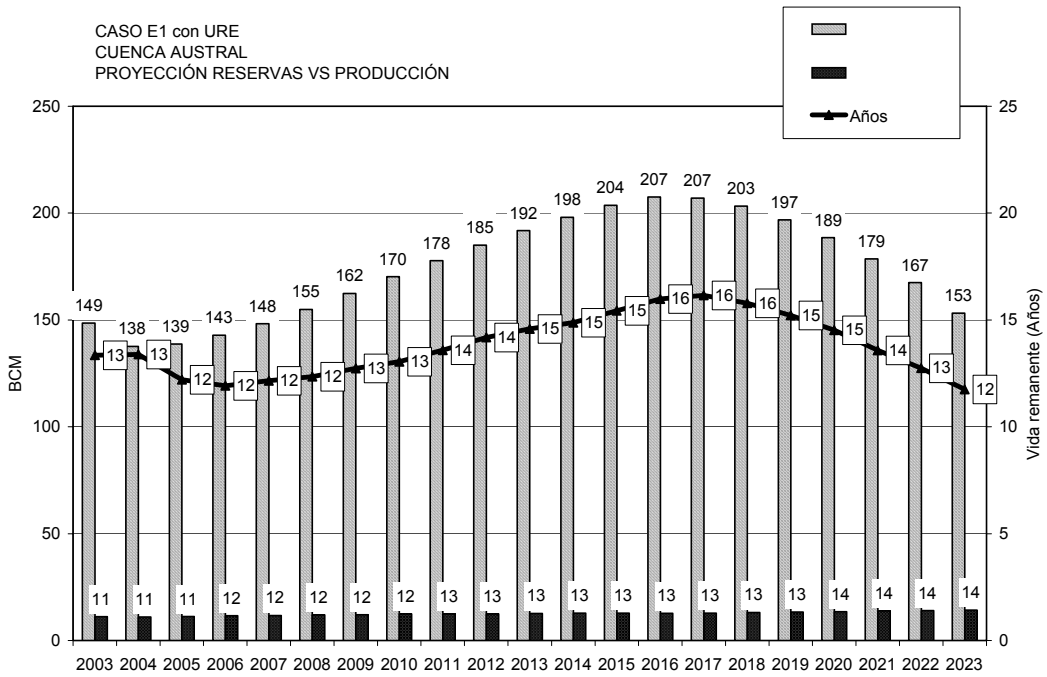
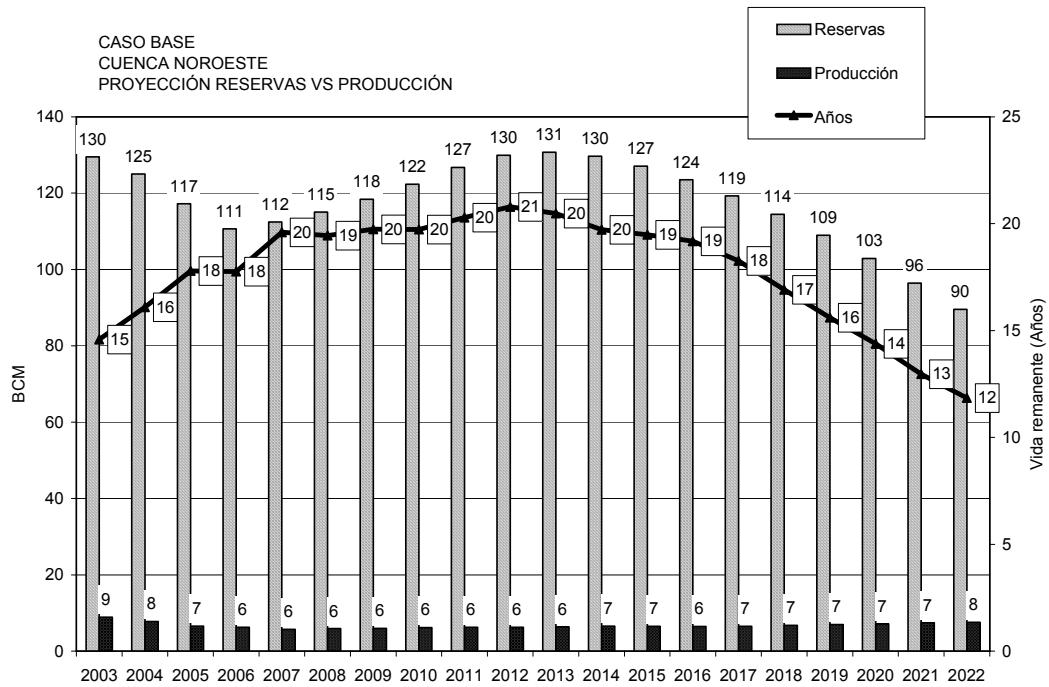


Figura 4. 18



En todos los casos la disminución inicial de reservas refleja los precios de gas por debajo de los costos de producción existente hasta la normalización de los precios en boca de pozo hacia fines del año 2006. La declinación final de las reservas, por su parte, refleja el agotamiento de las reservas últimas, limitada en este estudio a 12 años al final del período de análisis.

El aumento inicial en la relación reservas/producción en el caso de la cuenca Noroeste es consecuencia de la declinación en la producción de la cuenca, que es reemplazada por la importación de gas boliviano.

La incorporación de reservas probadas requerida en los próximos 20 años (2003-2023) en cada cuenca necesaria para finalizar el período con una relación reservas/producción de 12 años mostrada en la siguiente figura muestra la necesidad de realizar fuertes inversiones, especialmente en la cuenca Neuquina.

Figura 4. 19

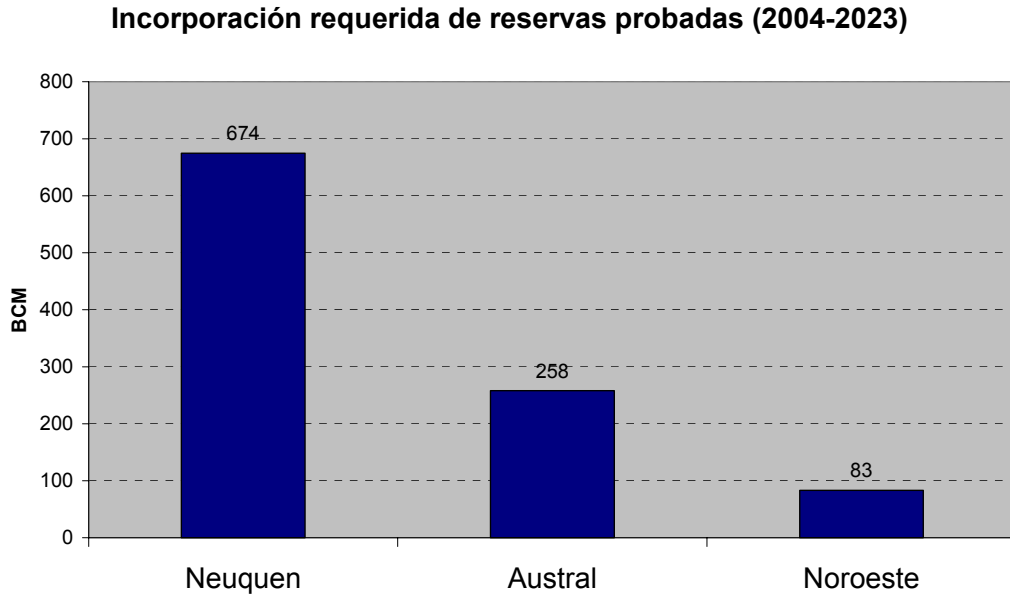
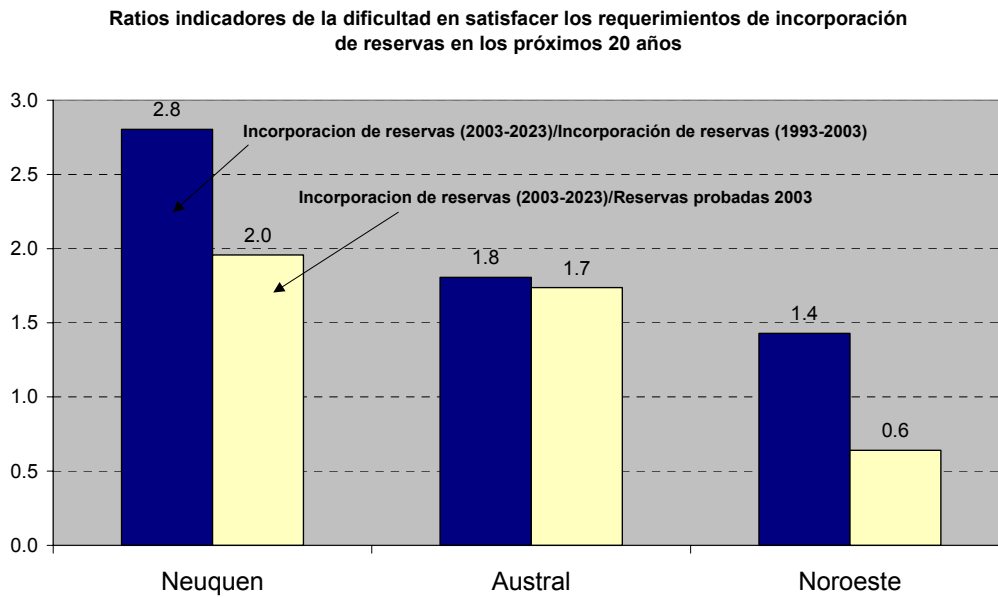


Figura 4. 20



En la figura se muestra que en la cuenca Neuquina deberían incorporarse en los próximos 20 años el doble de las reservas actuales y casi tres veces la incorporación de reservas registradas en los últimos 10 años. Para la cuenca Austral estos números son 1.7 y 1.8 respectivamente, es decir que en este caso sería suficiente continuar con el ritmo de incorporación de reservas de la última década.

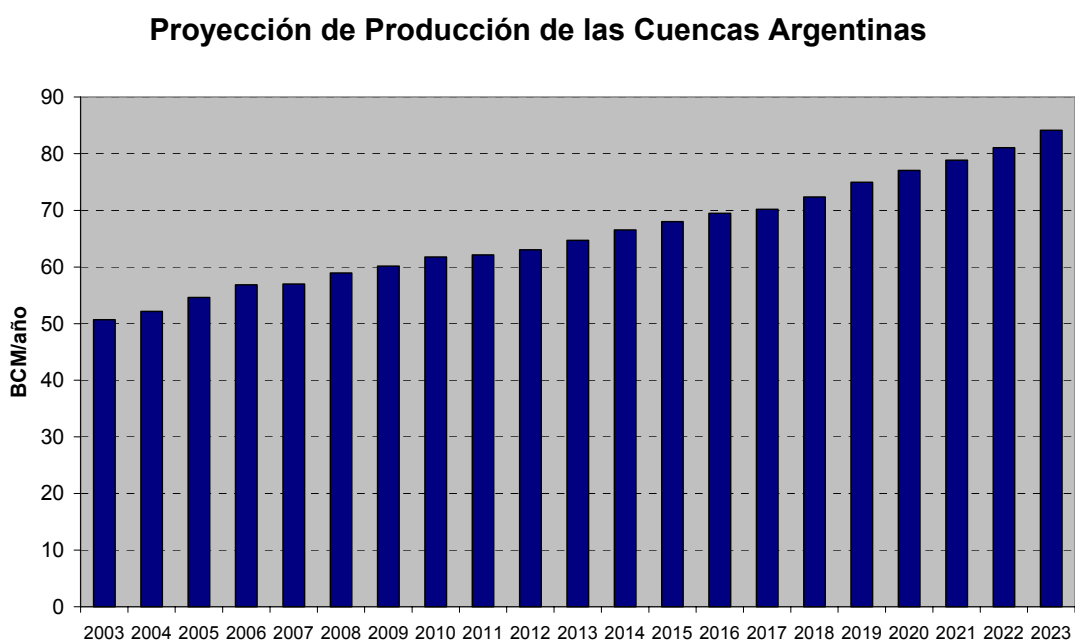
La cuenca Noroeste por su parte es, al mismo tiempo, la que tiene actualmente la mayor declinación y la mayor cantidad de años de reservas. El alto costo de exploración de la cuenca Noroeste y las cuantiosas reservas bolivianas indicarían que la misma no se desarrollaría a no ser que las autoridades bolivianas incrementen excesivamente las regalías disminuyendo la rentabilidad de los productores en Bolivia.

4.3.7.2. Escenario II (Demanda alta sin URE)

4.3.7.2.1 Proyección de la producción de gas natural por cuenca

Se observa en la figura que el crecimiento de la producción en las cuencas argentinas es del 60% en los próximos 20 años, la mitad de la tasa de crecimiento registrada en la década del 90.

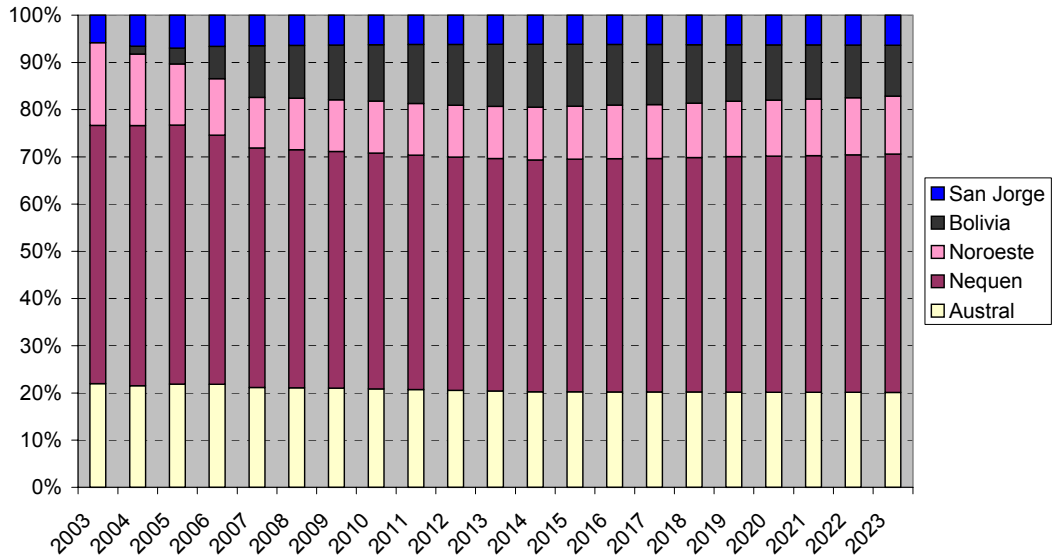
Figura 4. 21



La participación de las distintas cuencas y de las importaciones de Bolivia que se muestra en la figura siguiente muestra como el gas de Bolivia reemplaza en primer lugar la declinación de la cuenca Noroeste para después disminuir proporcionalmente la participación del resto de las cuencas.

Figura 4. 22

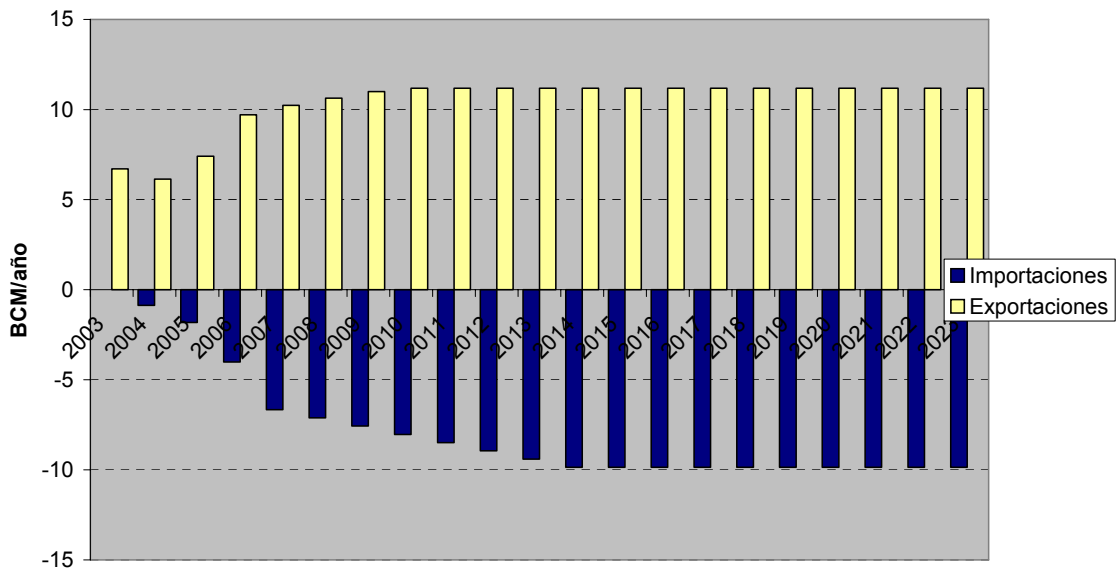
Producción por Cuenca



La evolución de las importaciones y exportaciones de gas natural se muestran en la siguiente figura.

Figura 4. 23

Importaciones/Exportaciones de Gas Natural



A partir del año 2012 las importaciones desde Bolivia prácticamente equilibran los volúmenes de exportación a Chile, Brasil y Uruguay que crecen alrededor del 10% respecto del escenario I.

4.3.7.2.2. Proyección de las reservas por cuenca

- *Introducción*

La evaluación del número de años de reservas remanentes de cada cuenca se obtuvo a partir de la proyección de la demanda requerida, las reservas probadas y las reservas últimas al inicio del análisis, y la relación entre costos de producción y precios de gas natural de cada año mediante la utilización de un modelo matemático basado en un conjunto de ecuaciones empíricas desarrollado para cada una de las cuencas argentinas.

La demanda requerida se calculó en el ítem 3.3. del presente Informe, las reservas probadas al inicio del análisis (año 2003) se indican el punto 4.3.2 y una estimación de la evolución de los precios de gas se presenta en la sección 4.3.6. A continuación se presenta una evaluación de los costos de producción de cada cuenca y una estimación de las reservas últimas. *Es importante destacar la gran incertidumbre existente con relación a este último input del modelo, cuyo valor real puede alterar significativamente las conclusiones del presente estudio.*

- *Costos de producción por cuenca*

Ver punto 4.3.7.2.1.

- *Reservas últimas*

El modelo requiere una estimación de las reservas últimas de cada cuenca. En el informe Prospectiva 2002 de la Secretaría de Energía se estima para 10 años las siguientes incorporaciones de reservas en cada cuenca: Noroeste = 136.36 BCM, Neuquina = 209.1 BCM, y Austral = 136.36 BCM. Por otra parte las incorporaciones de reservas entre los años 1993 y 2002 para cada cuenca fueron: Noroeste = 58.1 BCM, Neuquina = 240.6

BCM, y Austral = 142.9 BCM. En este trabajo se realizan hipótesis sobre la construcción de gasoductos para abastecer a la demanda de las distintas cuencas y la necesidad de incorporación de reservas en cada cuenca se obtiene como resultado del análisis, mediante el mantenimiento de un horizonte de reservas mínimo de 12 años en cada una de las cuencas para el período de análisis de 20 años.

- *Resultados obtenidos*

Los gráficos siguientes muestran la proyección de la producción, las reservas de gas natural, y la relación reservas/producción para las tres cuencas principales de la Argentina a partir de las hipótesis previamente mencionadas.

Figura 4. 24

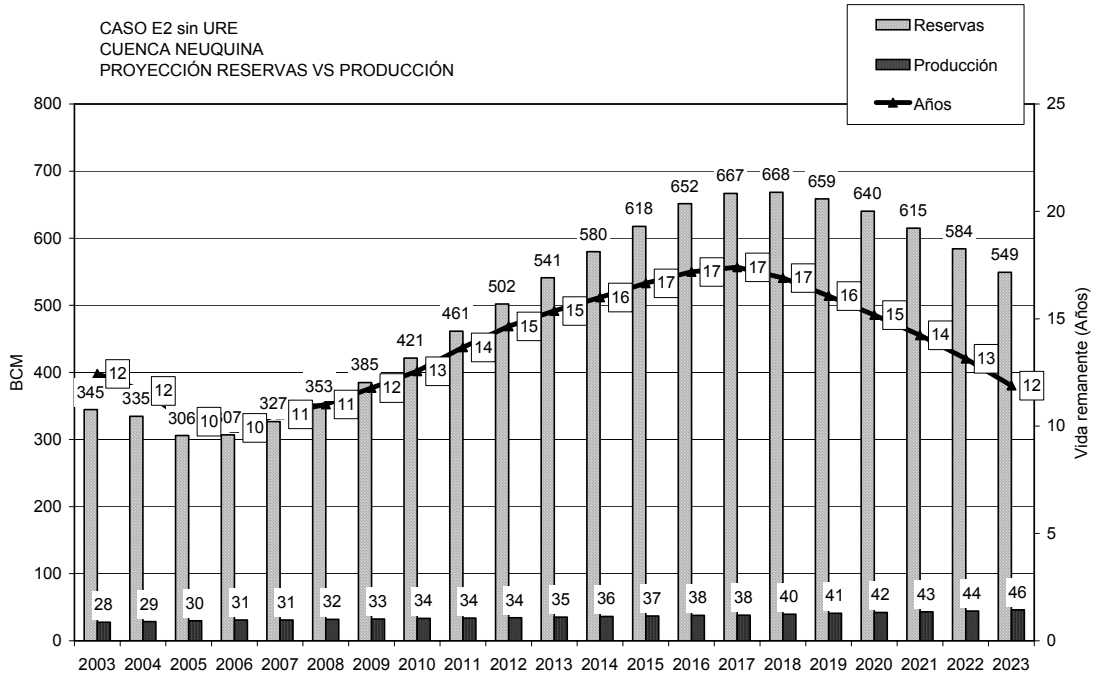


Figura 4. 25

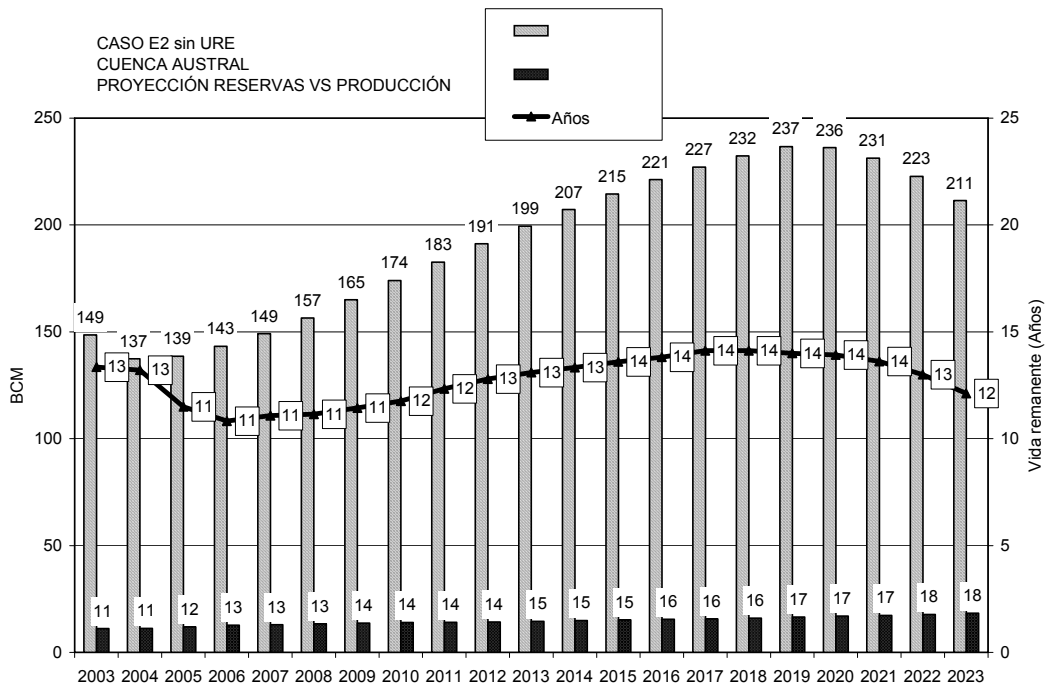
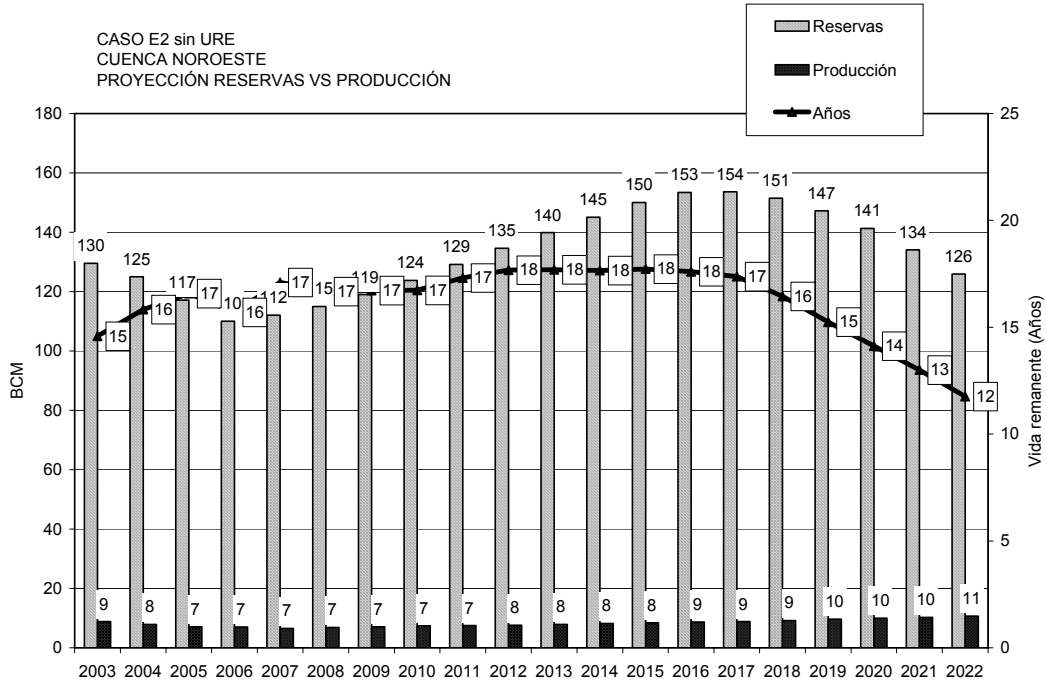


Figura 4. 26



La incorporación de reservas probadas requerida en los próximos 20 años (2003-2023) en cada cuenca necesaria para finalizar el período con una relación reservas/producción de 12 años mostrada en la siguiente figura muestra la necesidad de realizar fuertes inversiones, especialmente en la cuenca Neuquina y también en la cuenca Austral.

Figura 4. 27

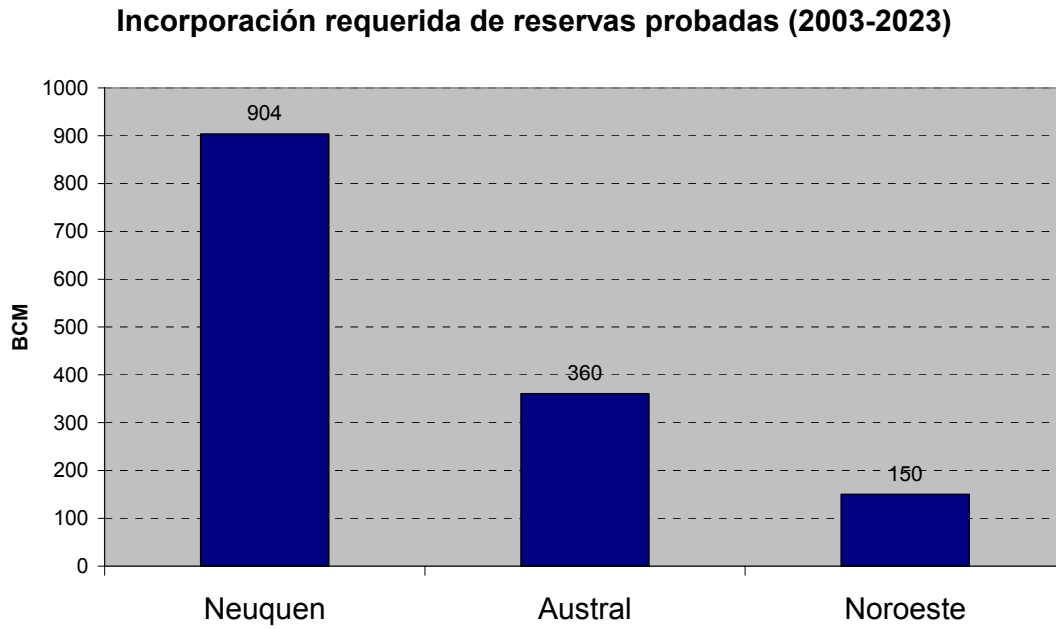
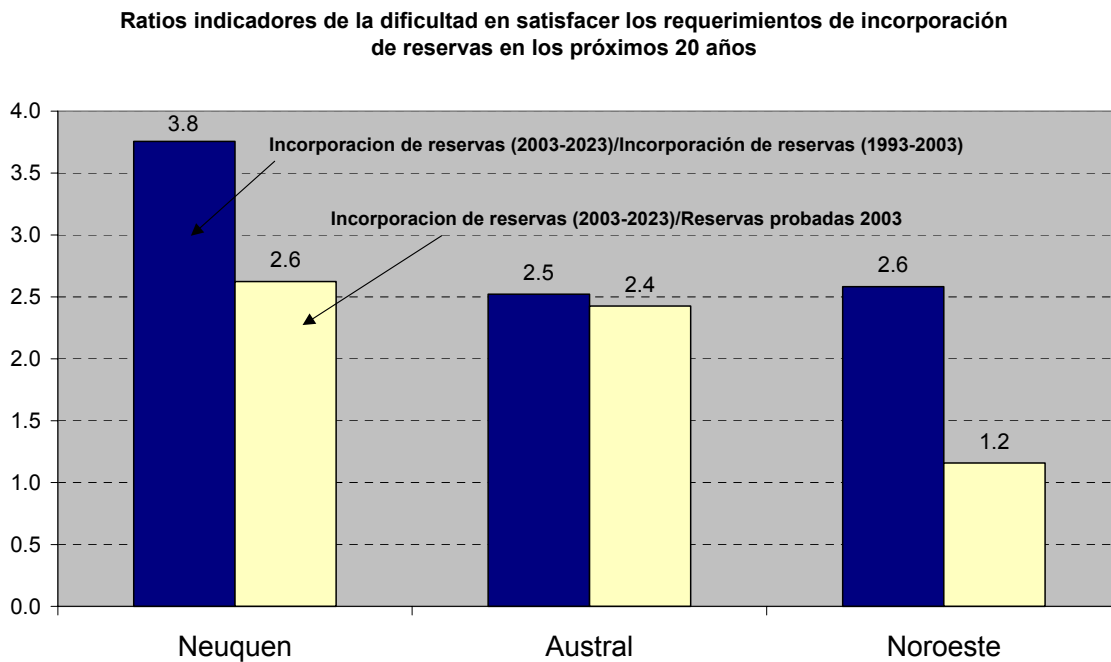


Figura 4. 28



En la figura se muestra que en la cuenca Neuquina deberían incorporarse en los próximos 20 años más del doble de las reservas actuales y casi cuatro veces la incorporación de reservas registradas en los últimos 10 años. Para la cuenca Austral estos números son 2.4 y 2.5 respectivamente. Esto indica que, en caso de verificarse el escenario de demanda alta, sería necesario un nivel de descubrimiento de reservas muy elevado, significativamente superior al de la década del 90. En caso de que estos descubrimientos no se materializaran sería imprescindible una mayor participación de las reservas bolivianas en el abastecimiento del mercado argentino y posibilitaría también el desarrollo de las reservas de la cuenca Noroeste.

4.3.8. Proyecciones de incremento de infraestructura de transporte

Respecto de la infraestructura de transporte se considera que se materializa el gasoducto del Noroeste Argentino abastecido con gas de Bolivia (ver figura). Los volúmenes de gas natural para el mercado interno desde este gasoducto se incrementan linalmente desde 10 MMm³/día a 20 MMm³/día desde el año 2006 hasta el 2014, permaneciendo en 20 MMm³/día desde el 2014 hasta el 2023.

Para acompañar los crecimientos de la demanda interna abastecida desde las distintas cuencas son necesarios los siguientes crecimientos de capacidad de transporte de los distintos gasoductos troncales para los escenarios I y II.

Como se puede apreciar los incrementos de capacidad de transporte son muy modestos en el escenario I donde la mayor parte de las necesidades de crecimiento son cubiertas por los 20 MMm³/día aportadas por el nuevo gasoducto del Noreste Argentino.

Por el contrario en el escenario II (demanda alta) es necesario además aumentar 70% la capacidad de todos los gasoductos existentes en la actualidad.

EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD NOMINAL DE LOS GASODUCTOS (MMm3/d)

Escenario I

TRAMO	<u>2003</u>	Incremento 2004-2023 <u>MMm3/d</u>
Gasoducto Norte	22.5	5.0
Gasoducto Centro-Oeste	31.9	7.0
Gasoductos Neuba I y II	41.9	9.2
Gasoducto San Martín	22.3	4.9

Escenario II

TRAMO	<u>2003</u>	Incremento 2004-2023 <u>MMm3/d</u>
Gasoducto Norte	22.5	14.9
Gasoducto Centro-Oeste	31.9	21.1
Gasoductos Neuba I y II	41.9	27.7
Gasoducto San Martín	22.3	14.7

Figura 4. 29. Proyecto de gasoducto del Noreste Argentino

