

GAS NATURAL EN ARGENTINA

**CARACTERÍSTICAS DEL
SISTEMA**

Y

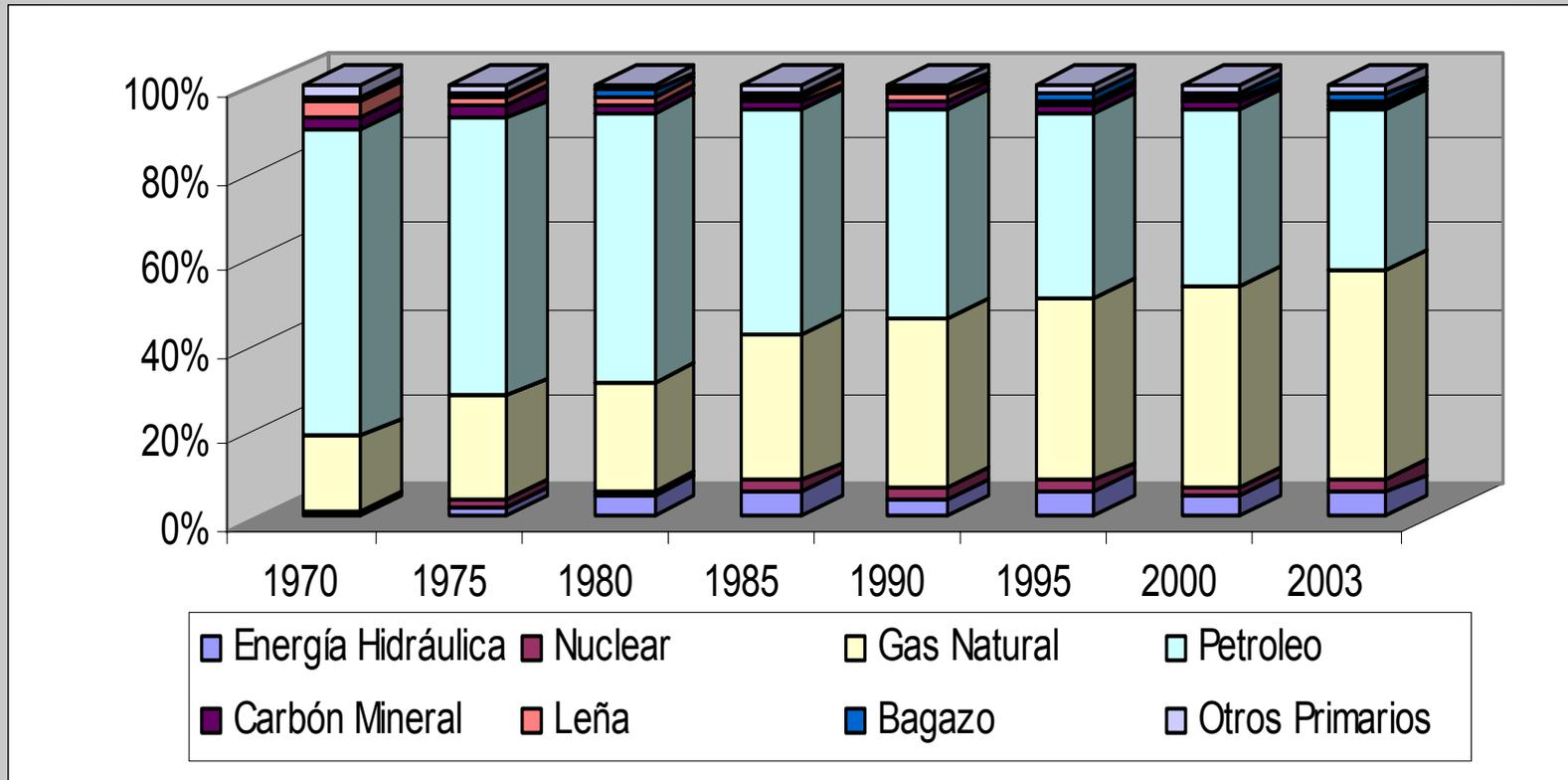
CRISIS DE ABASTECIMIENTO

LIC. EMILIANO LAFALLA

ELEMENTOS PARA EL DEBATE

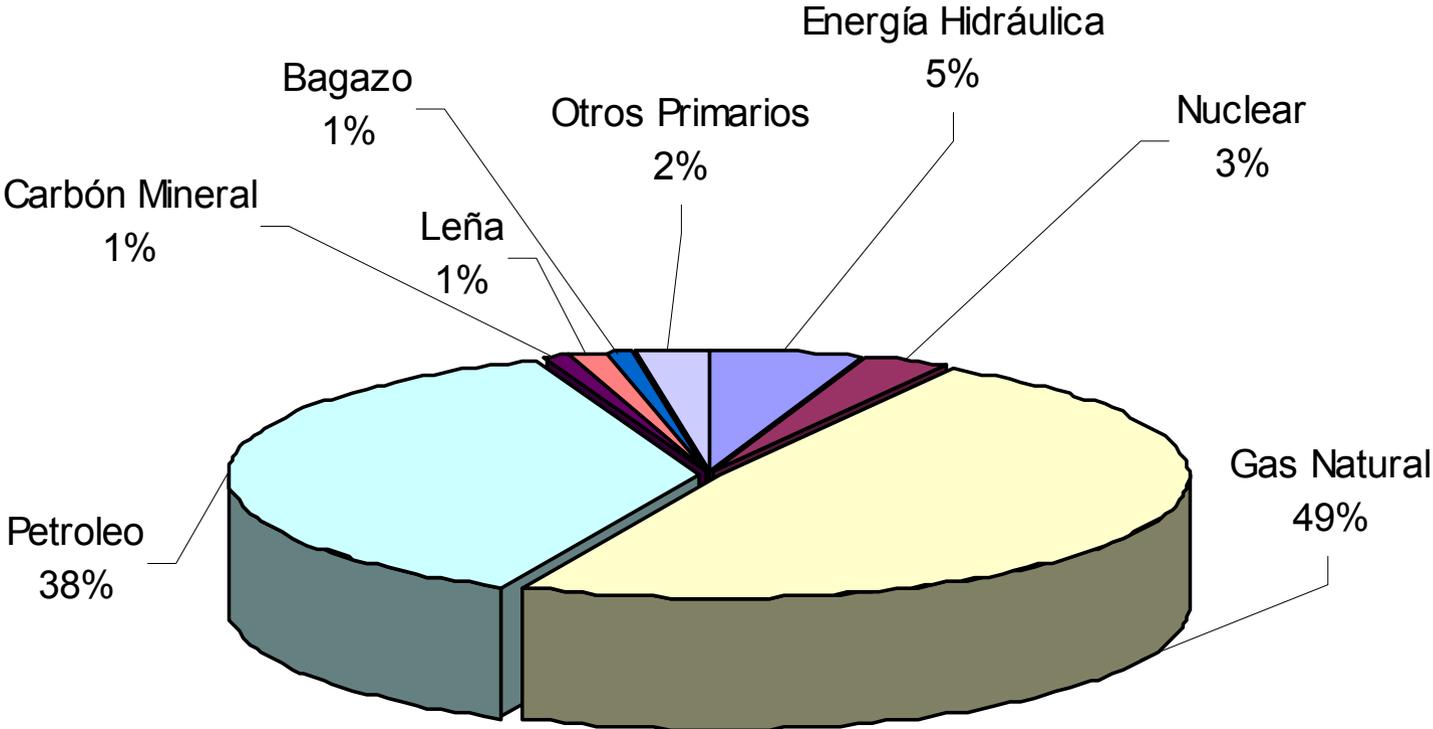
- **ENTENDER LAS CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DEL SISTEMA DE GAS NATURAL EN ARGENTINA CONTRIBUYE A ENTENDER Y DEBATIR LOS TEMAS CANDENTES EN LA ACTUALIDAD.**
- **EL FENÓMENO “CRISIS ENERGÉTICA” NO ES UN FENÓMENO NUEVO.**
- **¿CUÁLES SON LOS DENOMINADORES COMUNES DE LAS CRISIS ENERGÉTICAS?**
- **¿HAN CONTRIBUÍDO LAS POLÍTICAS PENDULARES A LO LARGO DE LA HISTORIA?**
- **¿ES POSIBLE QUE PUEDA HABER UNA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA SIN ALTERAR LOS DERECHOS DE PROPIEDAD? (ALTOS COSTOS HUNDIDOS)**
- **DESREGULACIÓN EN ENERGÍA NO SIGNIFICA UN RETIRO DEFINITIVO DEL ESTADO.**

Oferta Primaria de Energía – Balance Energético



- Más del 80% de la oferta primaria de Energía es Gas y Petróleo.
- El Gas representa en la actualidad aproximadamente el 50% de la oferta primaria de Energía.
- La penetración del Gas se acelera a partir de la construcción de los gasoductos troncales que conectan la producción con los centros de Demanda.

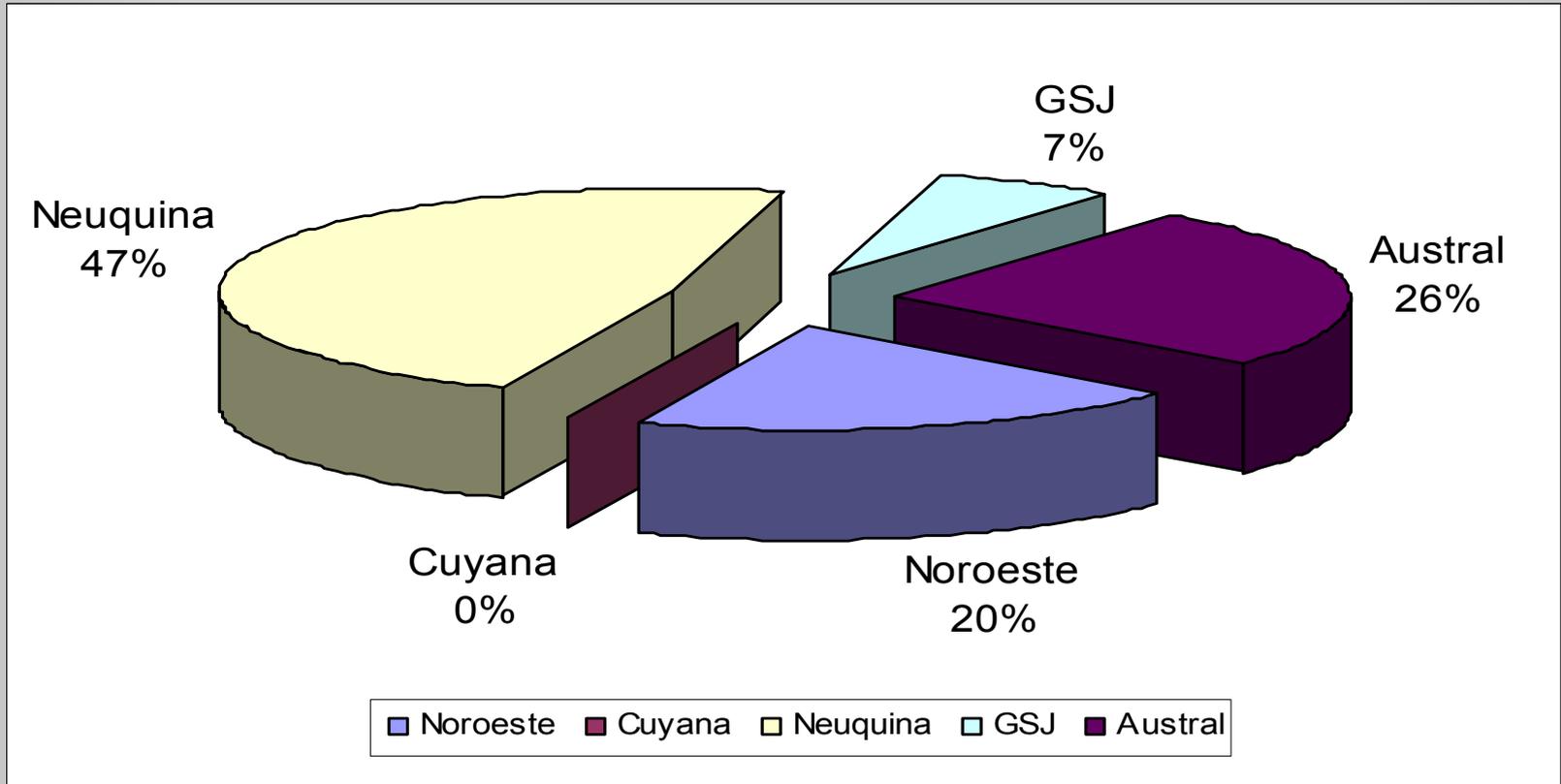
Oferta Primaria – 2003



Cuencas de Gas Natural en Argentina

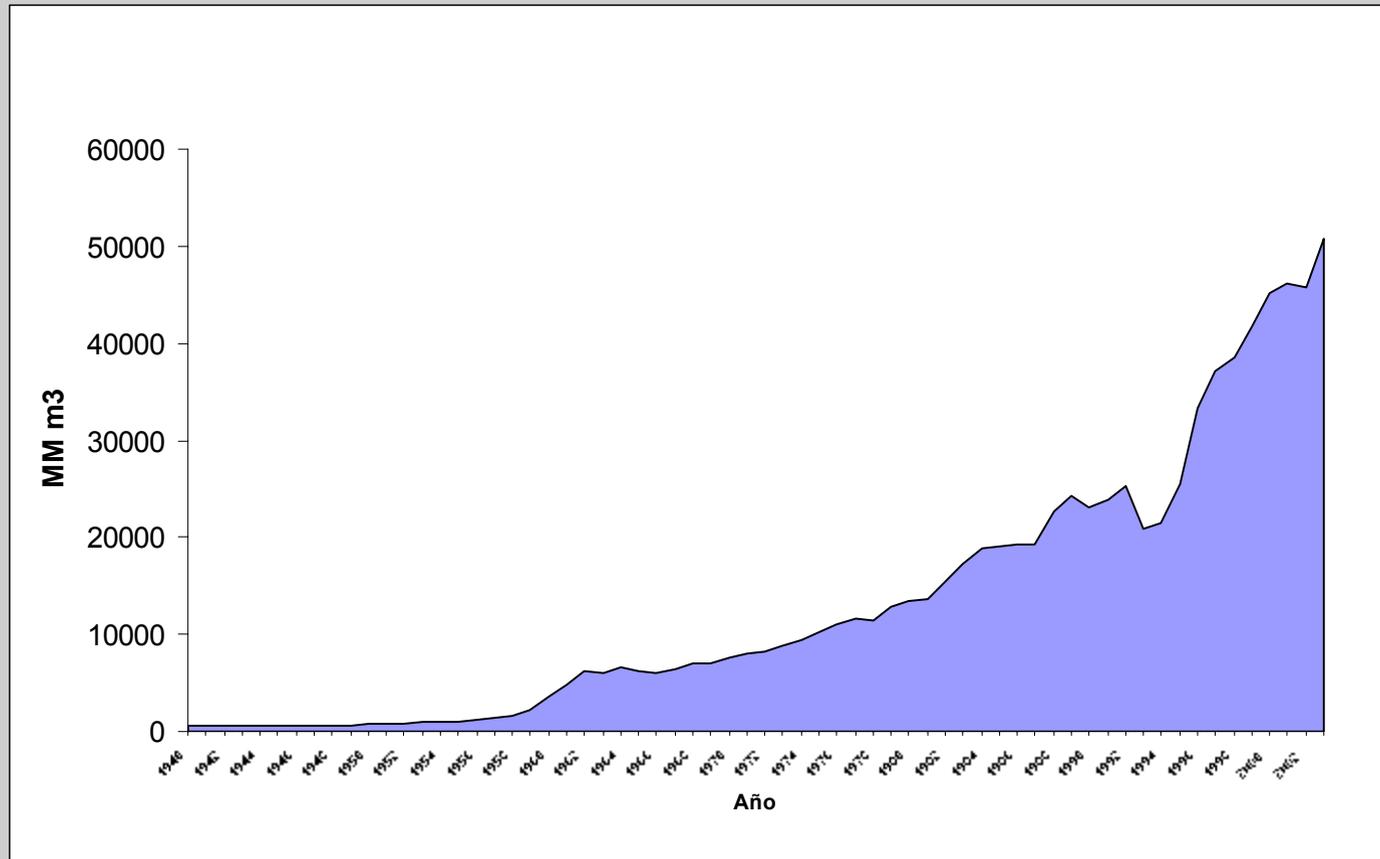


Concentración de Reservas por Cuenca (Probadas + 50% Probables)



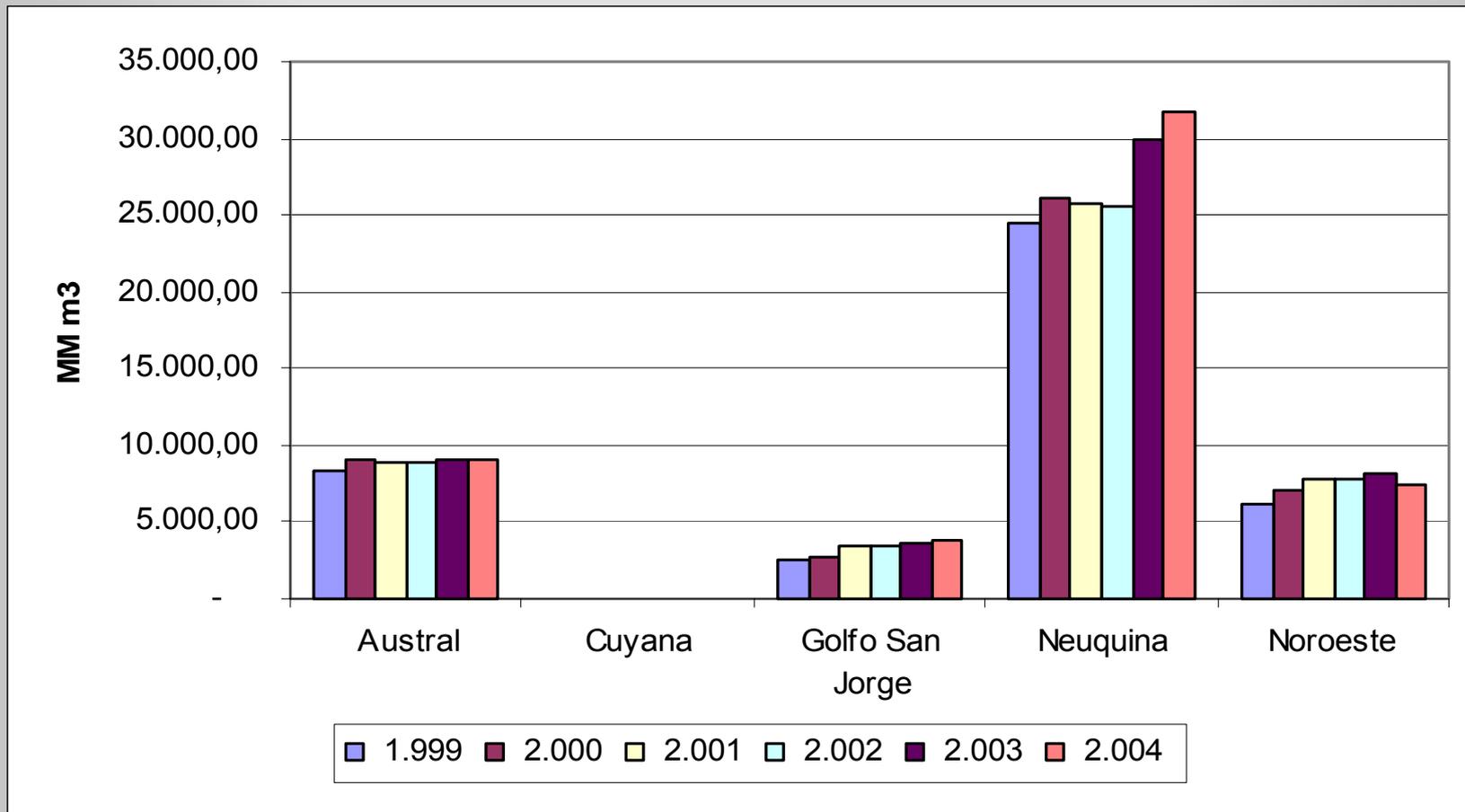
Las reservas comprobadas se definen como aquellas cantidades del recurso que se estiman pueden ser recuperadas en forma **económica** y con las técnicas disponibles (90% de confiabilidad).

Producción de Gas Natural – 1940 a 2003

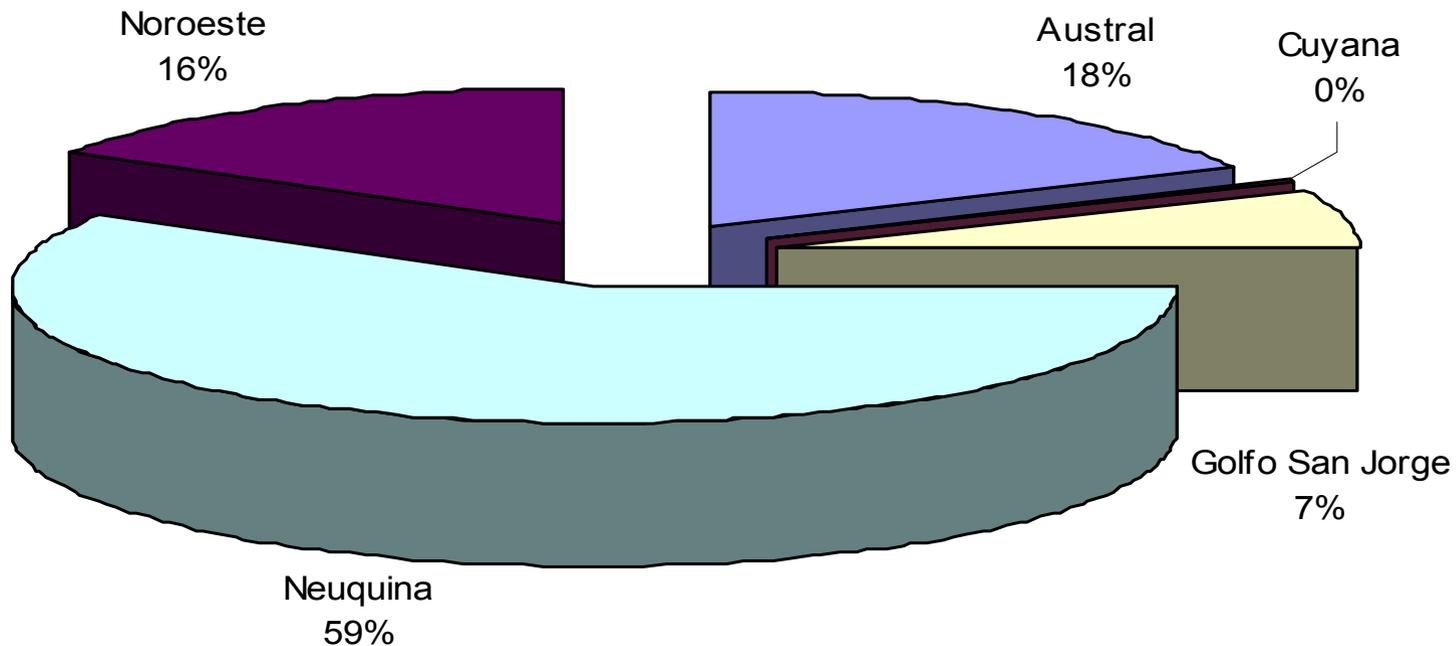


Se puede observar el cambio de tendencia en la producción a partir de 1990, época en la que comienza un periodo de transformación en la industria hidrocarburífera nacional. (Privatización de áreas marginales y centrales, reconversión de contratos en concesiones y asociaciones, libre disponibilidad de los hidrocarburos, privatización de YPF, entre otras)

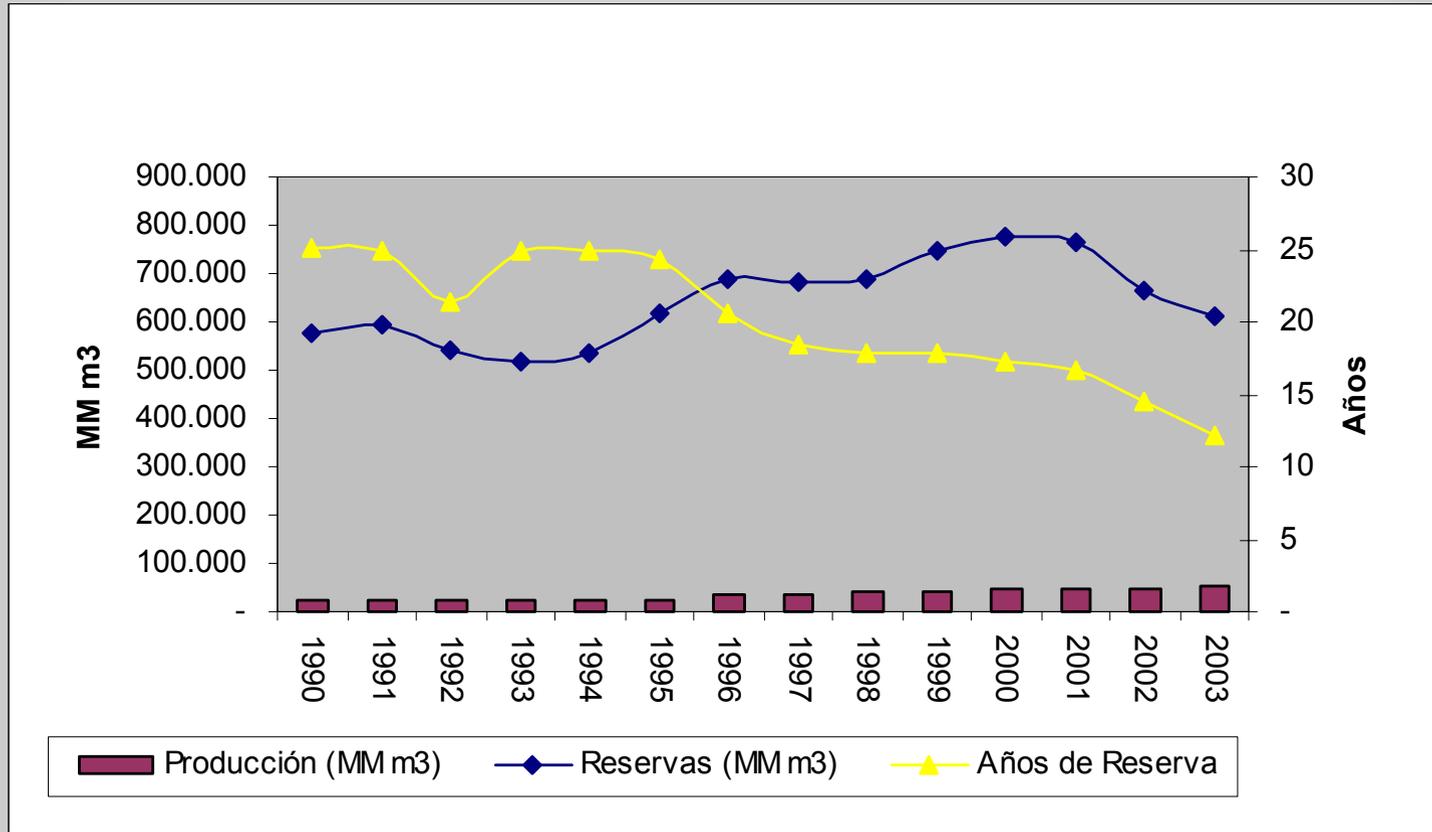
Evolución de la Producción por Cuenca (1999-2004)



Producción por Cuenca - 2003

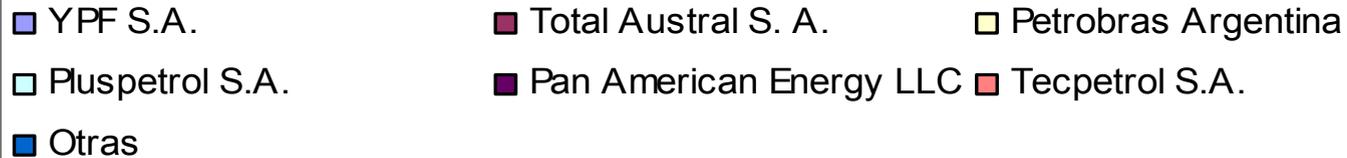
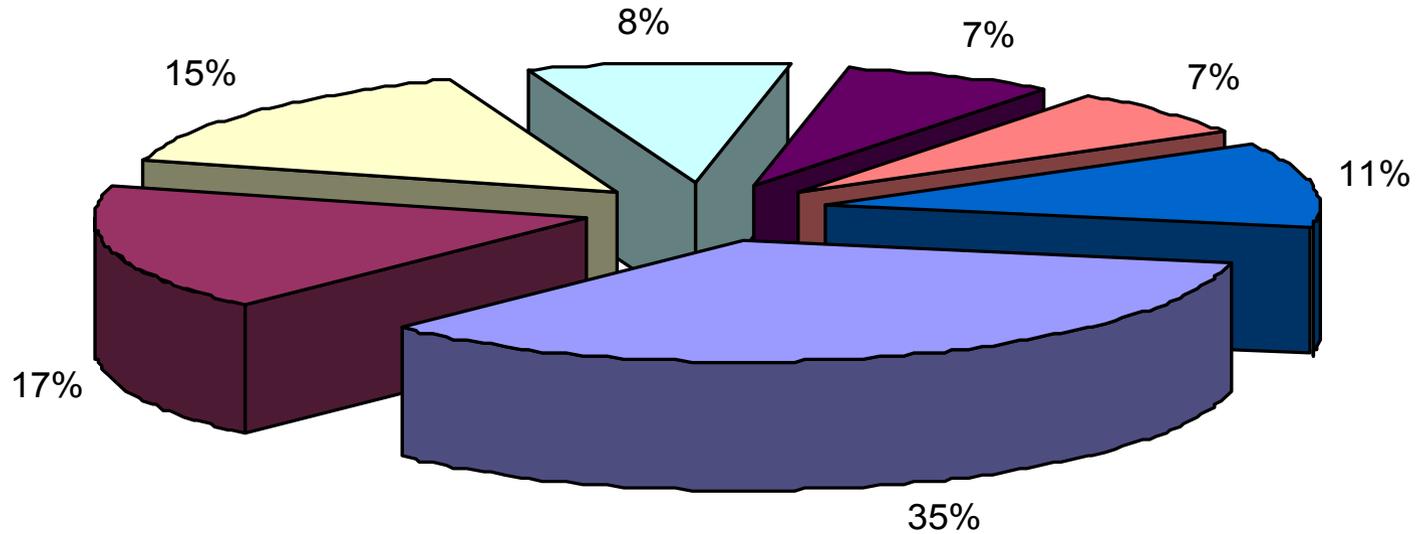


Relación Reservas a Producción



No sólo se ha disminuido la inversión exploratoria en las cuencas convencionales sino que además lo descubierto tiene menor volúmen. Los 12 años actuales del indicador es una alerta de de importancia. La alternativa es la exploración de alto riesgo (off shore y en cuencas actualmente no productivas).

Producción por Empresa - 2003 -



El 75% de lo producido en 2003 se concentró en cuatro empresas operadoras. Existe una alta concentración "Aguas Arriba".

Organización de la Industria del Gas

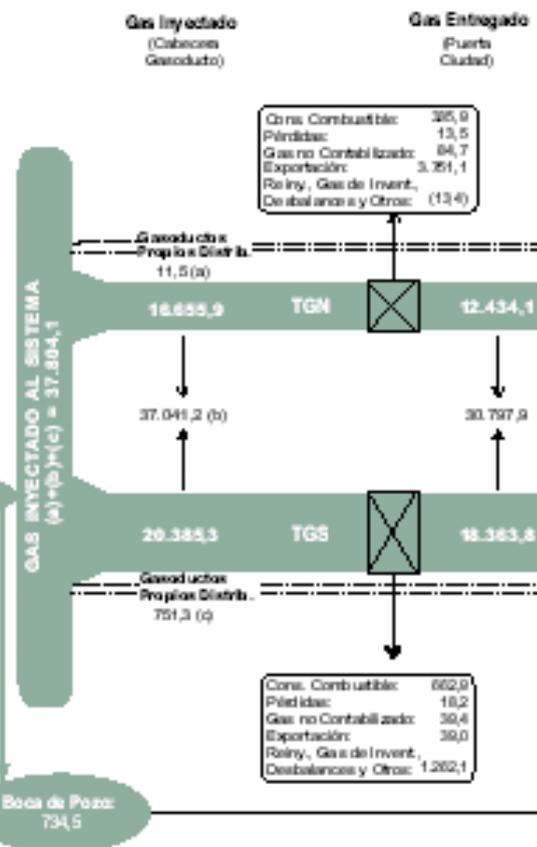
	Jurisdicción	Características
Producción de Gas	Secretaría de Energía	<ul style="list-style-type: none">• Precio negociado libremente• Mercado concentrado (todavía con pocos actores)• Autoridad Regulatoria (ENARGAS) autoriza el pase a tarifa de las variaciones en el precio del gas (pass-through)
Transporte	ENARGAS	<ul style="list-style-type: none">• Acceso abierto• Tarifas reguladas• Dos compañías de transporte• Los Transportistas no pueden comprar ni vender gas
Distribución		<ul style="list-style-type: none">• 9 Compañías de Distribución• Tarifas reguladas• Ganancias derivadas exclusivamente del servicio de distribución

A) OFERTA DE GAS

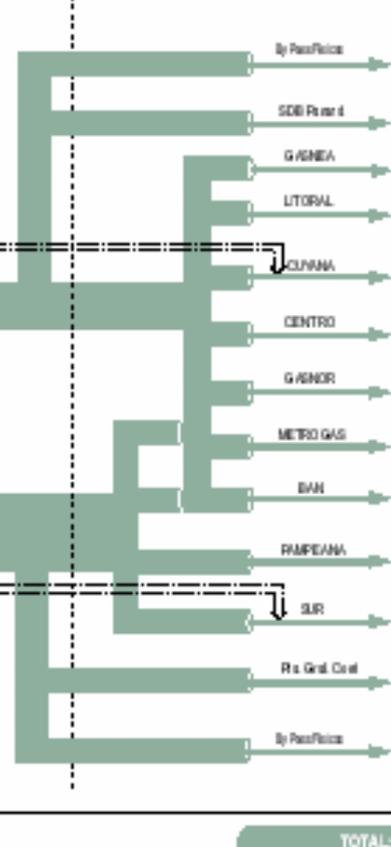
Producción:	50.676,6
+ Importación:	90,8
Total:	50.767,4

Consumo en el sistema de formación:	2.844,9
Consumo en el sistema de distribución:	3.925,4
Entregas al mercado:	41.111,0
Consumo en planta:	1.749,4
Gas inventado:	1.136,7
Total:	50.767,4

B) SISTEMA DE TRANSPORTE



C) SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN



D) DEMANDA FINAL POR TIPO DE USUARIO

	RESIDENCIALES	INDUSTRIALES	USINAS	OTROS	TOTAL
By Red/Redes			1.211,3		1.211,3
SDB Red 1		187,5			187,5
GASINIA				50,5	50,5
LITORAL	30,7	82,3	-	36,9	149,9
CUNAMA	372,5	2.001,8	388,4	404,7	3.167,4
CENTRO	382,2	588,8	538,8	351,3	1.861,1
GASINOR	373,8	488,2	876,1	453,9	1.872,0
METRO GAS	384,3	438,0	484,5	200,3	1.307,1
BAN	1.783,4	882,7	2.758,0	881,8	6.305,9
RAMPANA	1.217,8	1.800,1	-	847,5	3.865,4
SUR	1.048,9	1.288,3	513,9	873,1	3.724,2
Red Gas Civil	1.415,3	1.014,8	533,6	454,1	3.417,8
By Red/Redes		1.444,2			1.444,2
TOTAL:	6.862,4	9.863,6	8.738,9	4.468,1	30.933,0

Oferta de Gas (2003) -En MM m3-

Producción: 50.676,6

+

Importación: 90,8

Total: 50.767,4

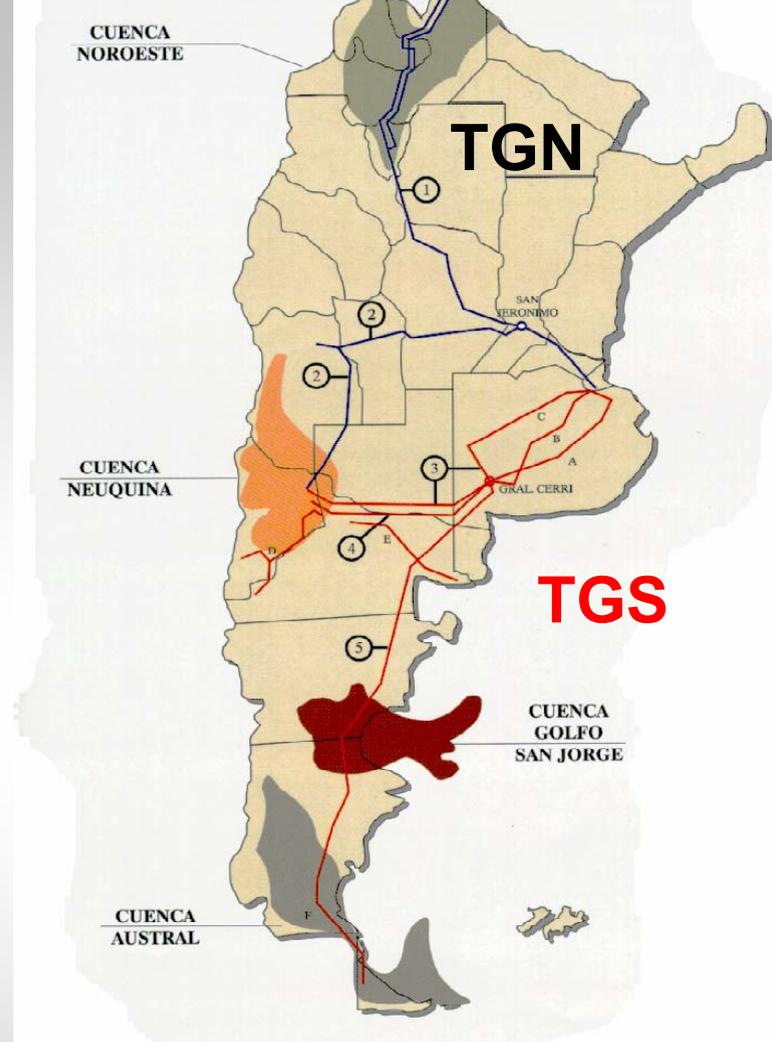


Entrega al Mercado: 41.111,0



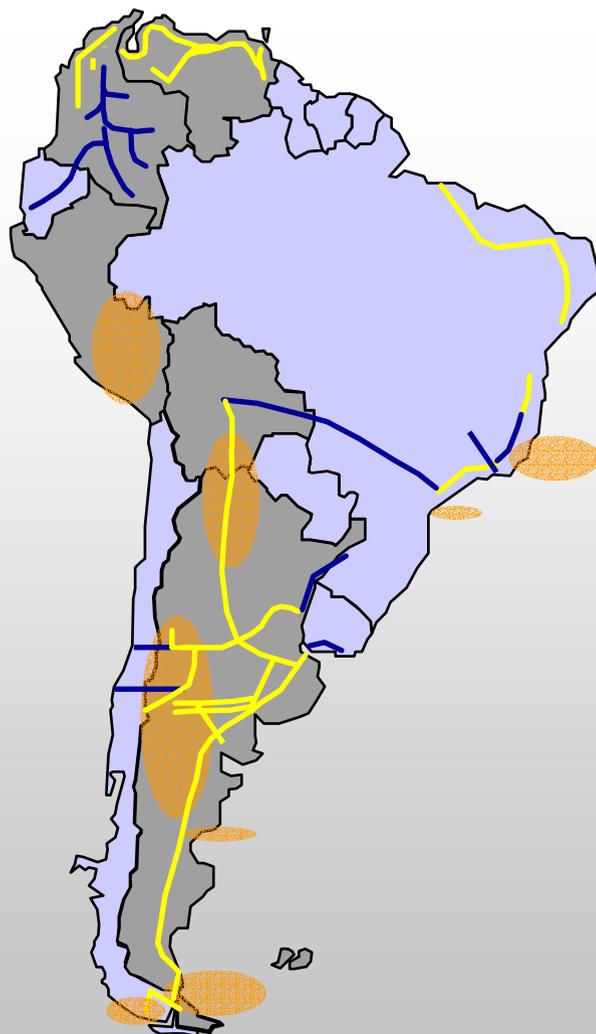
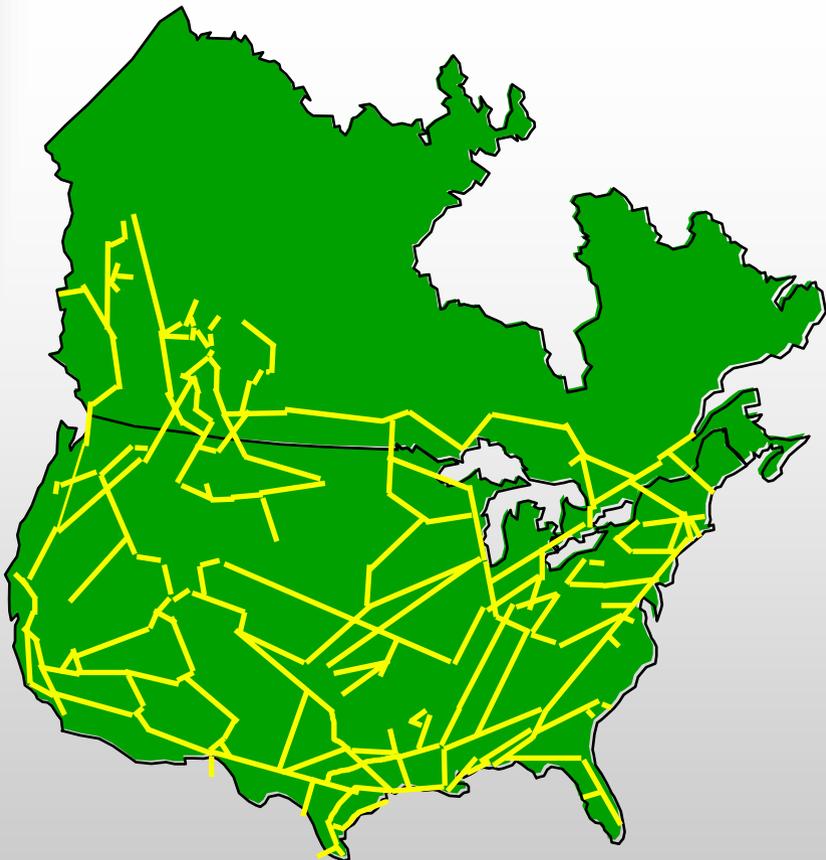
**Gas Inyectado al Sistema de Transporte:
37.804,1**

Sistema Troncal de Transporte



Nombre	Cabecera	Capacidad MMm3	Longitud Km	Diámetro Pulgadas	Habilitado Año
Gasoducto Norte	Cuenca Noroeste	22,8	2100	24	1960
Gasoducto Centro Oeste	Cuenca Neuquina	32	1130	30	1981
Gasoducto Neuba I	Cuenca Neuquina	14	1203	24	1970
Gasoducto Neuba II	Cuenca Neuquina	28	1334	36-30	1988
Gasoducto San Martín	Cuenca Austral v S. Jorge	19	3192	30	1951/78

Gasoductos Troncales



Sistema de Transporte -En MM m3-

GAS INYECTADO AL SISTEMA

(a)+(b)+(c)=37.804,1

Gas Inyectado

Gas Entregado

Gasoductos Propios
Distrib. 11,5 (a)

Cons. Combustible: 385,9
Pérdidas: 13,5
Gas no Contabilizado: 84,7
Exportación: 3.751,1
Reiny., Gas de Invent., Desbalances y Otros: (13,4)

16.655,9

TGN

12.434,1

37.041,2(b)

30.797,9

20.385,3

TGS

18.363,8

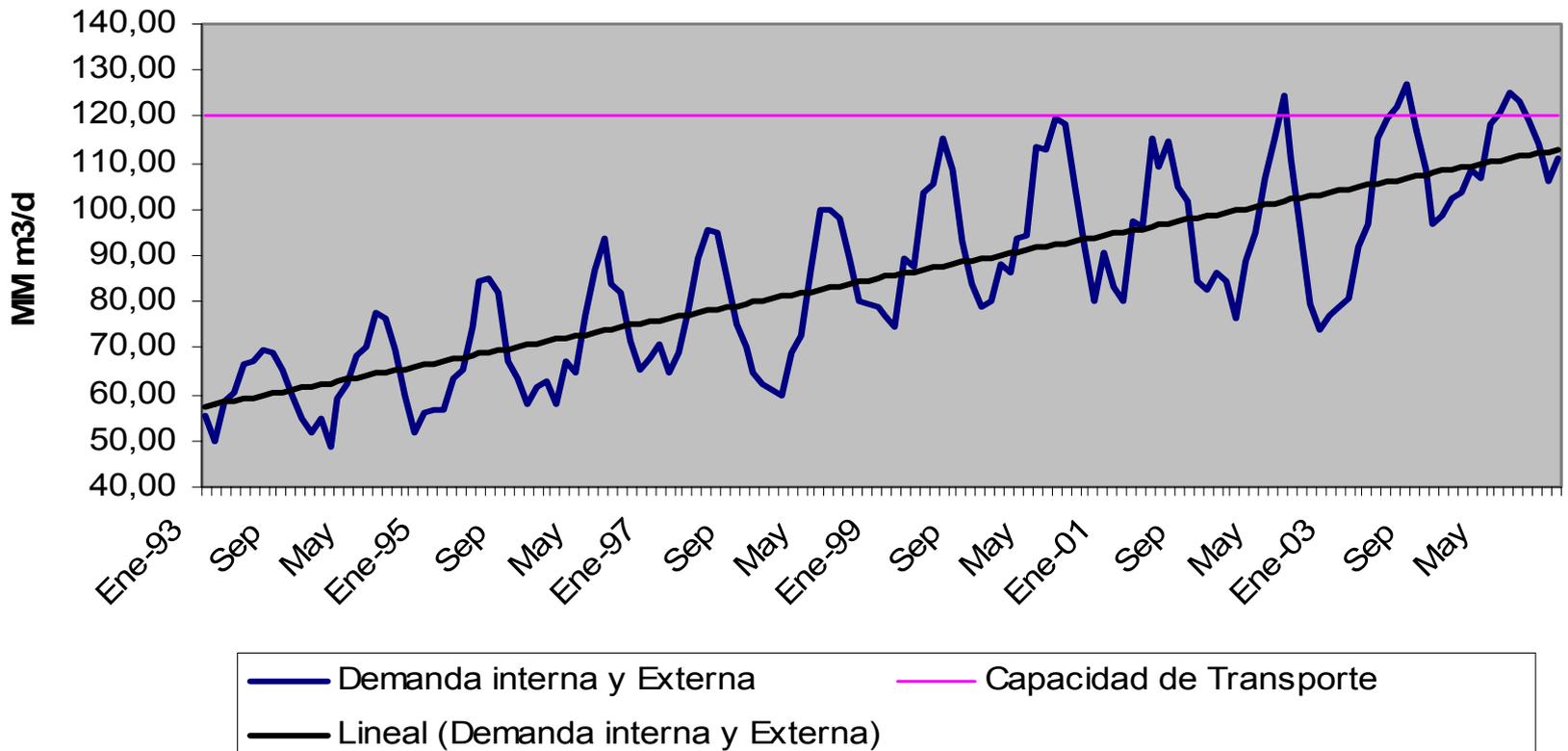
Gasoductos Propios
Distrib. 751,3 (c)

Cons. Combustible: 662,9
Pérdidas: 18,2
Gas no Contabilizado: 39,4
Exportación: 39,0
Reiny., Gas de Invent.,
Desbalances y Otros: 1262,1

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

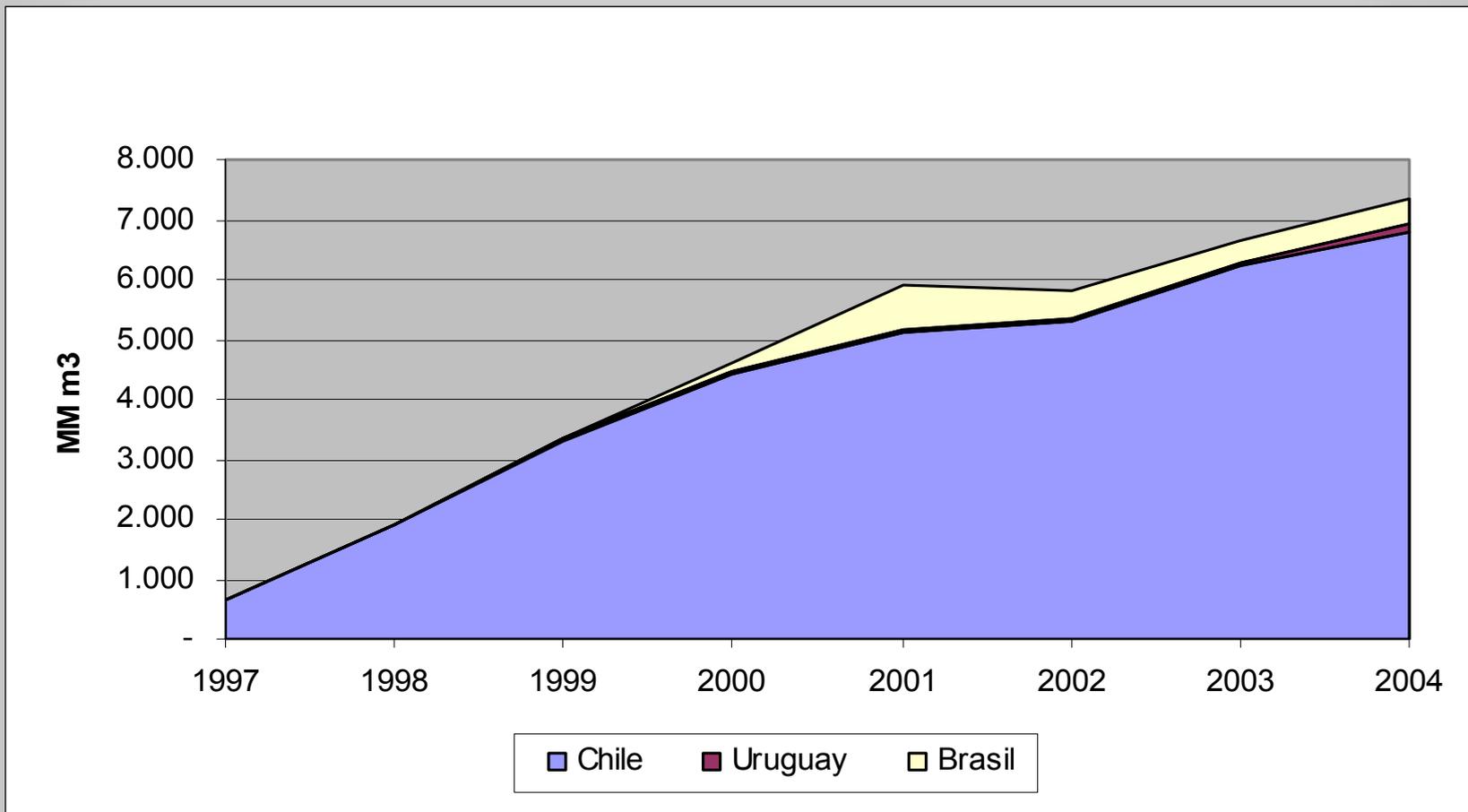
C) SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	D) DEMANDA FINAL POR TIPO DE USUARIO					
	Residenciales	Industriales	Usinas	Otros	Total	Porcentaje
By Pass Físicos		187,5	1.211,3		1.398,8	4,55%
SDB Paraná				50,5	50,5	0,16%
Gasnea	20,7	62,3		36,9	119,9	0,39%
Litoral	372,5	2.001,8	395,4	404,7	3.174,4	10,32%
Cuyana	362,2	566,8	528,8	351,3	1.809,1	5,88%
Centro	373,6	466,2	676,1	457,9	1.973,8	6,42%
Gasnor	204,3	439,0	464,5	200,3	1.308,1	4,25%
Metrogas	1.787,4	892,7	2.792,0	991,8	6.463,9	21,01%
BAN	1.277,6	1.600,1		847,5	3.725,2	12,11%
Pampeana	1.048,9	1.299,3	513,9	673,1	3.535,2	11,49%
Sur	1.415,3	1.014,8	533,6	454,1	3.417,8	11,11%
Pta. Gral. Cerri		1.444,2			1.444,2	4,69%
By Pass Físicos		708,9	900,8		1.609,7	5,23%
Boca de Pozo			734,5		734,5	2,39%
Total	6.862,5	10.683,6	8.750,9	4.468,1	30.765,1	
Porcentaje	22,31%	34,73%	28,44%	14,52%		

Demanda de Gas Natural – 1993 a 2003



La demanda total de Gas Natural tiene un alto componente estacional, sobre todo a nivel residencial con picos en los meses de invierno. A partir de 1999 la demanda comienza a “rozar” los límites de la capacidad total del sistema.

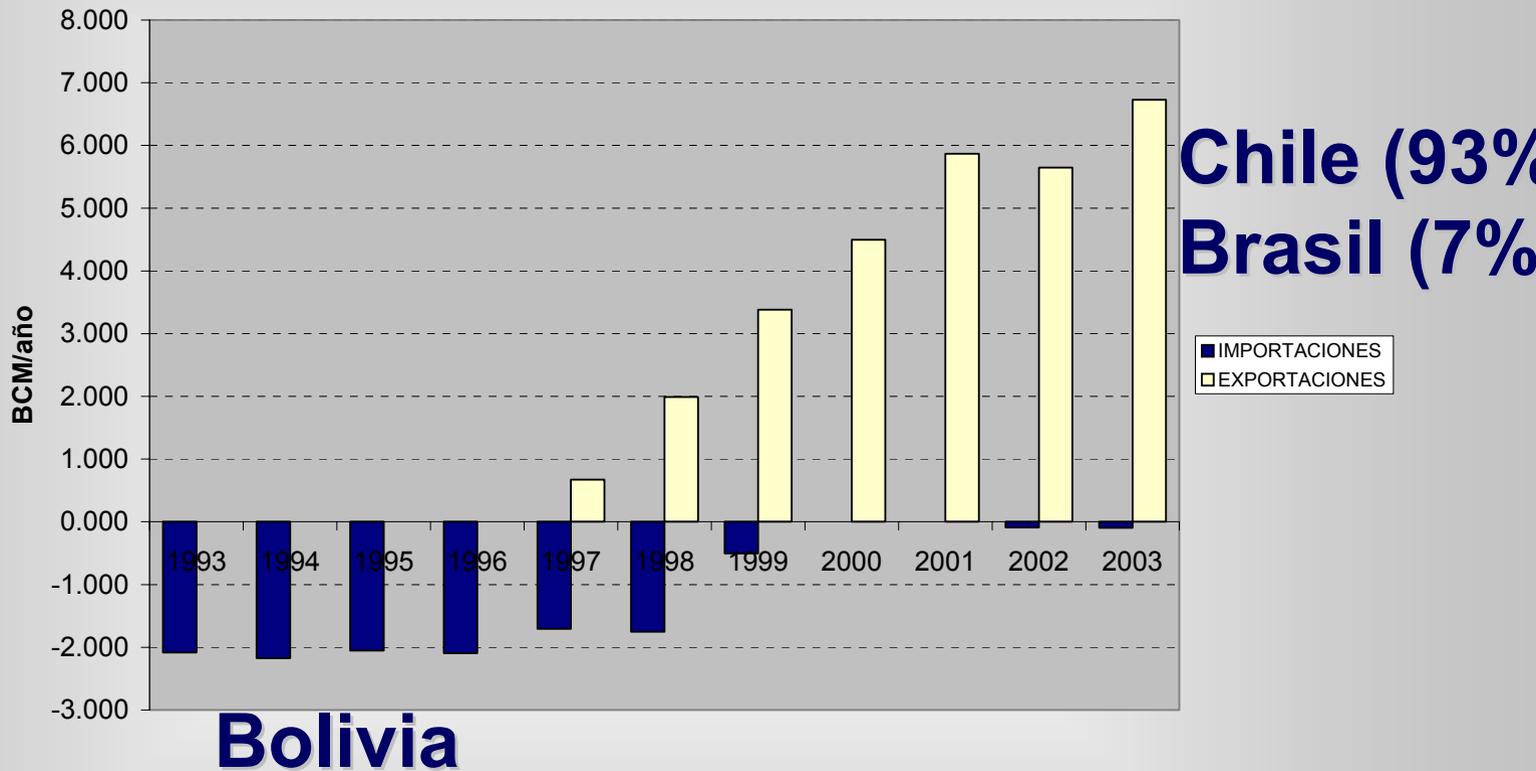
Exportaciones de Gas Natural - 1997 a 2004



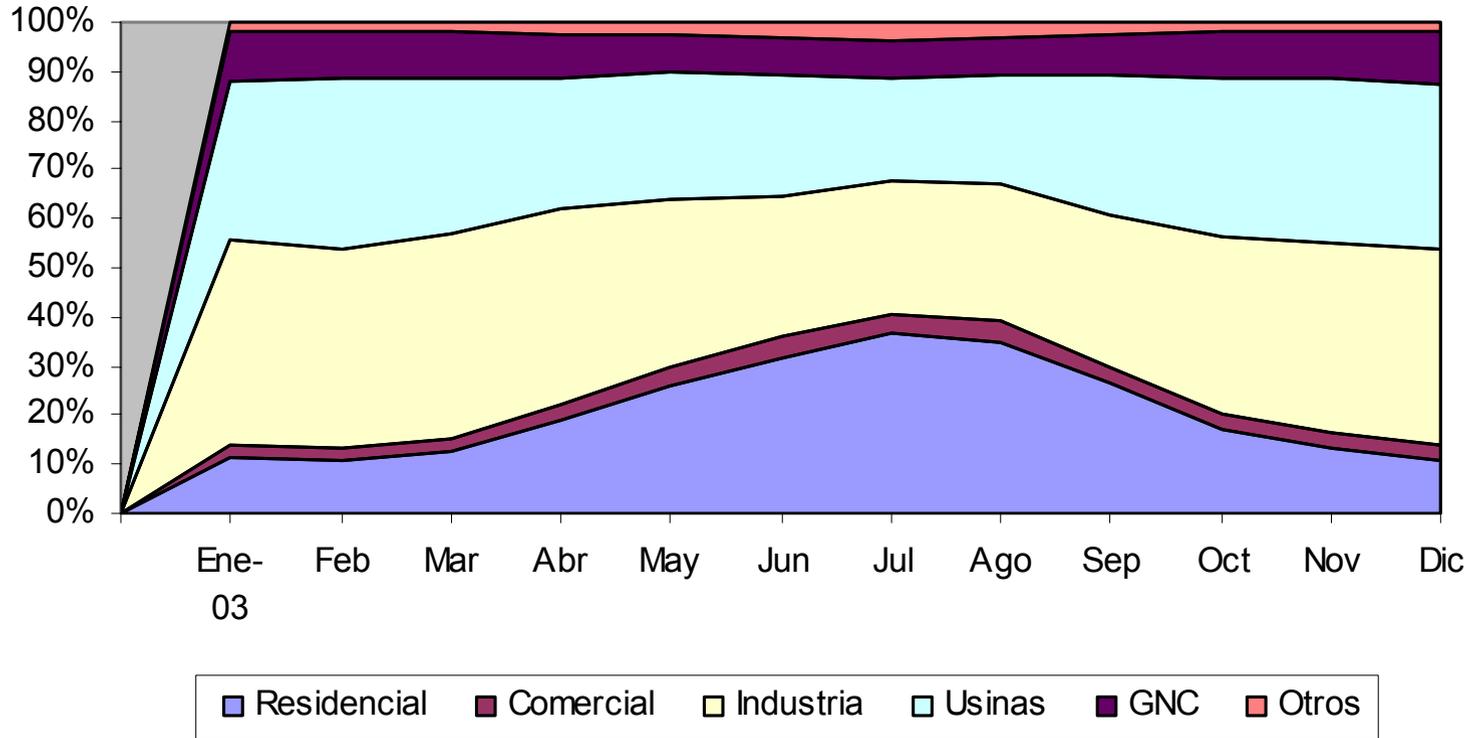
Mas del 90% de las exportaciones tienen como destino Chile. El 50% del total de exportaciones provienen de la Cuenca Neuquina. Un 27% proviene de la Cuenca Austral, mientras que el porcentaje restante se exporta desde la cuenca del Noroeste.

Exportaciones e Importaciones de Gas Natural

Importaciones/Exportaciones de Gas Natural

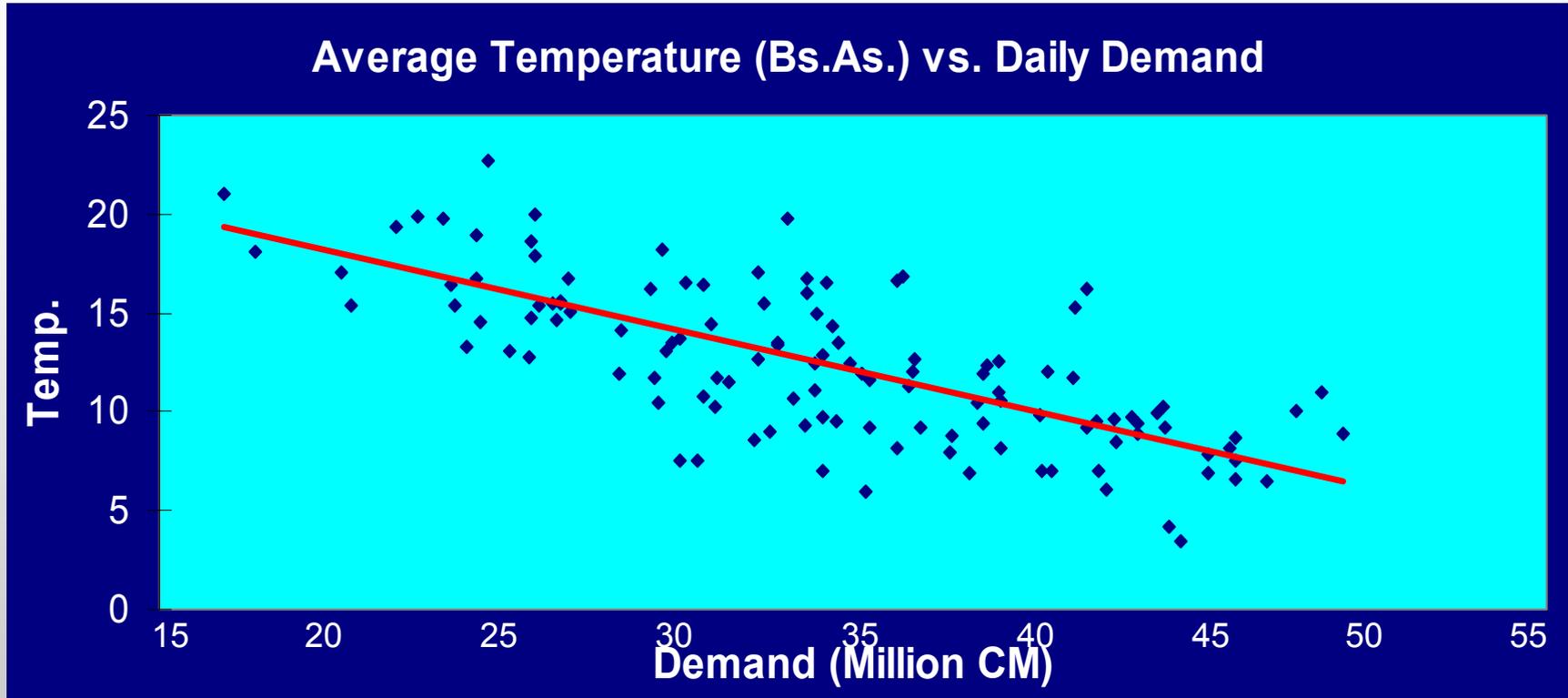


Distribución del Consumo (%)

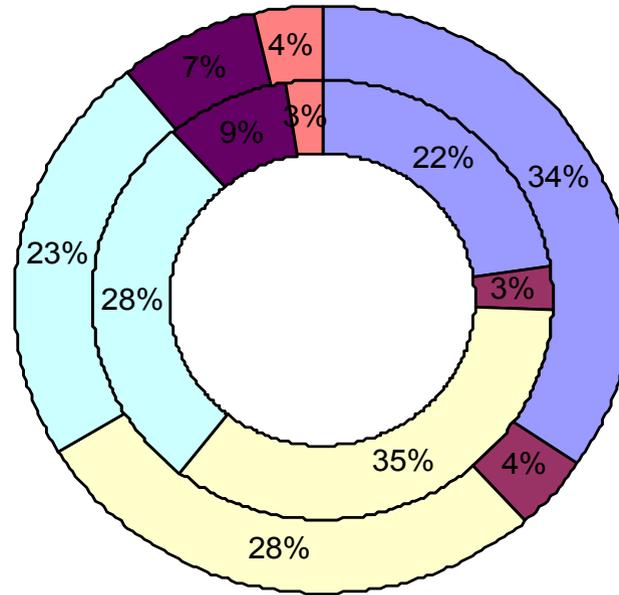


La estacionalidad en el consumo anual de gas está dada por el sector residencial, comercial e industrial. Las Usinas, el GNC y otros consumos presentan patrones anuales estables.

Temperatura vs. Demanda - Bs.As.



Consumo Anual vs. Consumo Invernal



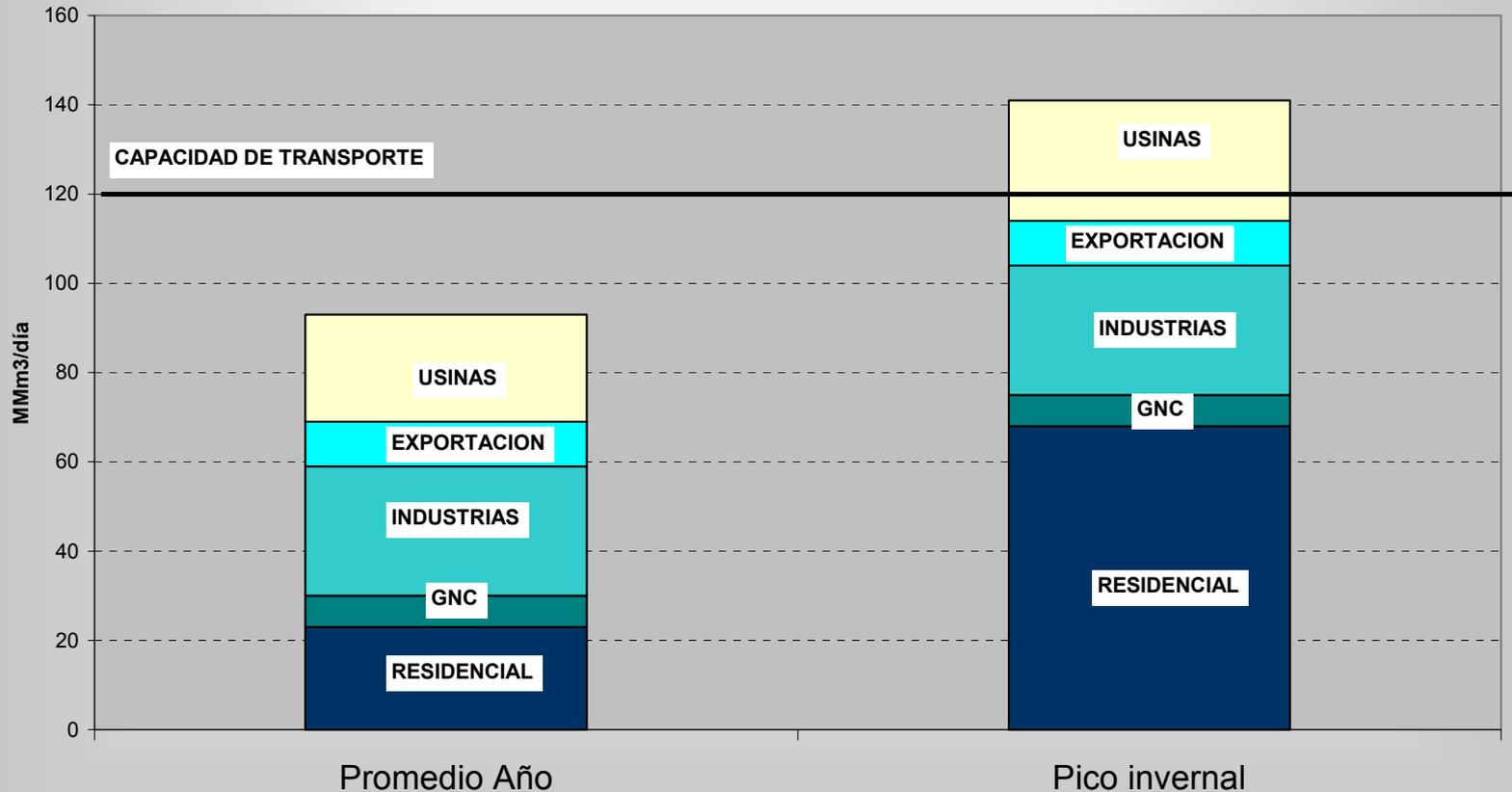
■ Residencial ■ Comercial □ Industria □ Usinas ■ GNC ■ Otros

Cuando el consumo residencial presenta picos en los meses invernales y debido a la ininterrumpibilidad de este tipo de consumo, su participación aumenta en detrimento de los consumos interrumpibles (industria y usinas) que comienzan a sustituir energéticos.

Consumo Anual vs. Consumo Invernal

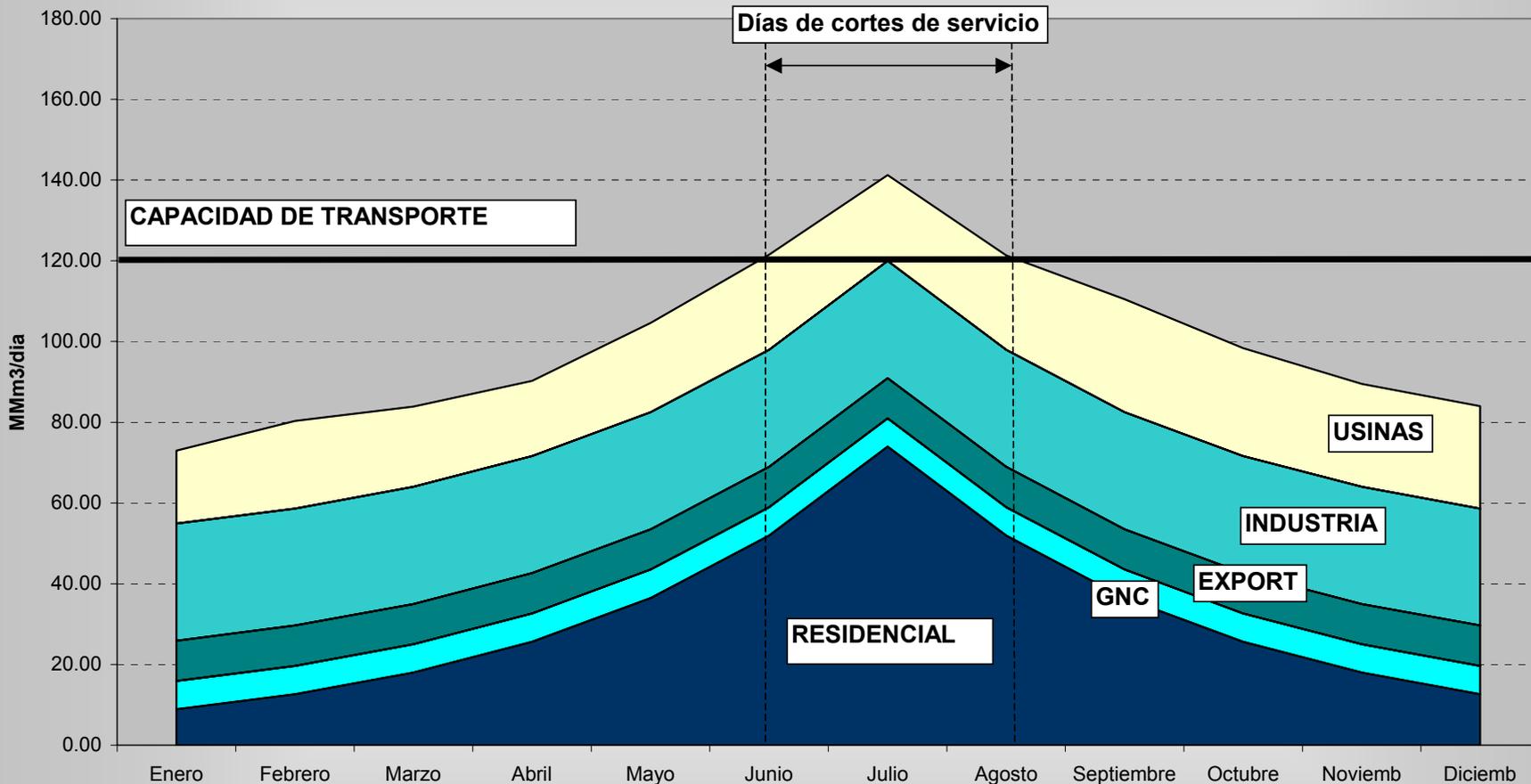
Promedio anual vs. Pico Invernal

Demanda del año 2003

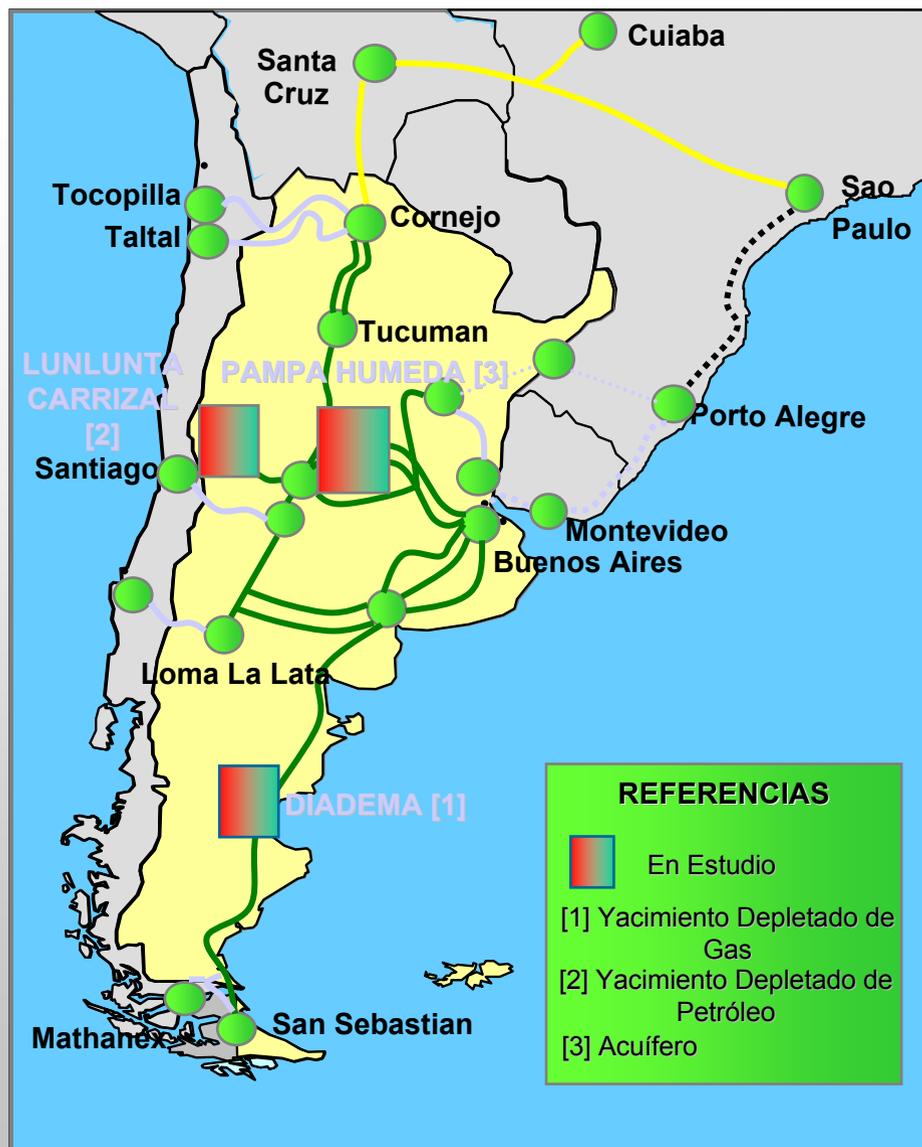


Racionamiento de Demanda en 2003

SITUACION EN 2003



Proyectos de Almacenamiento Subterráneo de Gas en Estudio



La crisis Gasífera

- ¿Exceso de Demanda de Gas impulsada por el crecimiento y los bajos precios relativos del energético? ¿Influyó la baja hidráulica de 2003?
- ¿Falta de Inyección de Gas Natural?
- ¿Falta de Inversiones en Upstream?
- ¿Falta de Inversiones en capacidad de Transporte?

Respuesta:

TODAS LAS VARIABLES ANTERIORES CONTRIBUYERON EN MAYOR O MENOR MEDIDA A QUE FALTE EL RECURSO. MÁS ALLÁ DE ANALIZAR ESTOS FACTORES COYUNTURALES, SE DEBE ANALIZAR LOS FACTORES ESTRUCTURALES QUE VIENEN GESTANDO LA CRISIS A PARTIR DE 1997/1998.

La crisis Gasífera

	Total Mercado Interno	Usinas	Industrias	Residencial	GNC	Otros
2000	31,238	10,899	9,965	6,967	1,677	1,730
2001	28,787	8,898	9,627	6,717	1,851	1,694
2002	27,990	7,784	9,797	6,656	2,040	1,712
2003	30,828	8,751	10,683	6,922	2,640	1,833
Var. 2003	10%	12%	9%	4%	29%	7%
Ene-03	1,918	616	801	216	193	91
Ene-04	2,402	855	993	212	238	103
Var. Ene-04	25%	39%	24%	-2%	23%	13%

- No es incorrecto sostener que la demanda aumentará si el precio relativo del gas respecto de otros energéticos disminuye, pero no debe atribuirse el desabastecimiento exclusivamente a la distorsión en precios relativos.
- Existen desencadenantes debido a la coyuntura y las medidas de emergencia tomadas, pero la crisis, en mi opinión, se viene gestando hace varios años y fundamentalmente debido a la excesiva desregulación, la ausencia de un estado planificador y la ausencia de una política energética clara.

La crisis Gasífera

- La coyuntura económica a partir del 2002 no desató la crisis sino que aceleró un proceso que se venía gestando gracias a un número variado de causas. El congelamiento de tarifas y precios en boca de pozo sólo son elementos aceleradores.
- Crisis energética de carácter ESTRUCTURAL. En este contexto son necesarias planificación estratégica y políticas de Estado.
- La crisis es un efecto del deficiente funcionamiento de nuestro sector hidrocarburos desde la privatización en adelante. Como se mencionó anteriormente, Petróleo y Gas son el 85% de la oferta de energía primaria, por ende un funcionamiento defectuoso de estos rubros tiene efectos significativos sobre todo el sector energético.
- A partir de los '90 el Estado dejó de fijar la política energética nacional.

La crisis Gasífera

- No se han incorporado en los últimos 15 años nuevos yacimientos de gas en cantidad suficiente como para sustentar el crecimiento de la demanda. El último “gran hallazgo” fue Loma de la Lata por parte de YPF S.E.
- No sólo ha disminuído la inversión exploratoria sino que lo descubierto cada vez tiene menor volúmen.
- Se puede concluir que la política del sector privado fue valorizar las reservas existentes a través de incrementos en la producción.

La crisis Gasífera

- Un nuevo gasoducto troncal debería haber sido construido. El “cuello de botella” que se produce por falta de infraestructura de transporte también era previsto sin contar el aumento “desmedido” por la distorsión en precios relativos.
- El último gasoducto troncal (Neuba II) fue puesto en servicio en el año 1988. Las inversiones se concentraron en Loops y plantas de compresión (aumento de la capacidad nominal de la red existente).
- El establecimiento de las tarifas iniciales para el transporte a partir de la privatización consideraba la construcción de un gasoducto de 1000 km y de un diámetro de 30”.
- Las inversiones en aumento de capacidad de transp. No son obligatorias.
- Sí hubo gran expansión en transporte dada por los gasoductos de exportación, cuya construcción hasta la frontera era afrontado por el cargador extranjero.

La crisis Gasífera

- Las compañías siguieron las leyes y reglas de juego que existían porque los proyectos aparecían rentables y no había planificación desde el gobierno. Las empresas no hicieron nada que no fuera legal, el problema es que faltó planificación por parte del estado.
- Sin embargo hay analistas que concentran la crisis de desabastecimiento de gas exclusivamente en el aumento desmedido e imprevisto de la demanda debido a la distorsión de precios relativos generada por la pesificación de tarifas de gas.

Soluciones de Emergencia y de Mediano Plazo

- Corte de flujo gasífero a Chile. Conflicto diplomático.
- Importación de Gas de Bolivia a precios muy superiores a los retribuidos a los productores locales.
- Importación de Electricidad desde el Brasil.
- Importación de fuel oil de Venezuela.
- Decretos 180 y 181. (Fondo fiduciario para el transporte, normalización de precios en boca de pozo, MEG).

¿Cuáles deben ser las soluciones definitivas?

- Planificar la producción, transporte y distribución de energía en conjunto con los operadores privados respetando los derechos de propiedad.
- Profundizar la Integración Energética con países vecinos.
- Incentivar la exploración de alto riesgo o promover la participación directa del Estado o vía asociaciones.