

TESINA

*Efectos de las restricciones
en el sistema Argentino
de Gas Natural
sobre las exportaciones
de gas natural
a Chile*

INFORME FINAL

Tutor: Ing. Raúl Bertero.

Cdor. Rubén De Muria – Ing. Rubén C. Menazzi – Cdor. Oscar Hernández

CEARE – OCTUBRE 2003

OBJETIVO DE LA TESINA Y ALCANCE DEL TRABAJO

El objetivo de la Tesina es evaluar el impacto de las restricciones de gas natural en el Sistema Argentino, tanto de inyección de gas como en la capacidad de transporte, sobre las exportaciones actuales y futuras de gas natural a Chile, y proponer las medidas más convenientes para ambos países, extendiendo luego estas conclusiones a la integración regional del Cono Sur.

En función a ello, se fueron abordando distintos temas que nos condujeron a alcanzar el objetivo planteado. Estos temas abarcan aspectos diversos tales como temas comerciales, legales, físicos operativos, ambientales y económicos.

i. Análisis físico y operativo del Sistema Argentino

La tarea abarcó el análisis de las Pautas para la Administración del Despacho de Gas Natural, las características de la demanda Argentina y las principales causas y tipos de restricciones en la producción y el transporte de gas natural.

Para desarrollar estos aspectos se recurrió al análisis de la Resolución ENARGAS 716/98 sobre las Pautas del Despacho así como la Addenda Modificatoria N° 1 realizada en febrero de 2002 que tuvo como objetivo incorporar un procedimiento de emergencia ante Situaciones de Crisis de Abastecimiento de gas.

Adicionalmente se trabajó con datos históricos respecto de la demanda de gas argentina, tanto en cuanto a su composición y su evolución a lo largo de los últimos 10 años, así como en su perfil de consumo.

ii. Análisis físico y operativo del Sistema Chileno

Se analizó el Sistema Chileno, con base en información oficial publicada por la Comisión Nacional de Energía de ese país, en cuanto a los consumos de gas natural proyectados al año 2011 por tipo de usuario.

Adicionalmente, se describen las interconexiones gasíferas que vinculan a ambos países para permitir la exportación de gas argentino, y en particular y con mayor grado de detalle, se describe el Gasoducto GasAndes dada su relevancia y región que abastece.

Finalmente se incorpora una breve síntesis de los principales aspectos que rigen el despacho en Chile.

iii. Modelo de los sistemas y efectos de las restricciones

Con el objeto permitir identificar el grado de afectación del servicio en Chile para distintas proporciones de falta de suministro en el sistema argentino, se presenta un breve y simple esquema que abarca tanto el Gasoducto Oeste de la Transportadora de Gas del Norte S. A. desde su zona de recepción en Neuquen hasta La Mora, punto de entrega al gasoducto GasAndes, hasta su llegada a la República de Chile.

iv. Impacto de la crisis en Argentina sobre precios y tarifas

En este punto se hace referencia al impacto de la crisis económica que atraviesa la Argentina, y particularmente vinculado a ello, la Ley de Emergencia N° 25.561 y el Decreto del PEN 689/02, analizando posteriormente la sostenibilidad en el tiempo de las diferencias de precios para los mercados interno y externo.

Por último se incorpora al análisis la reglas para las exportaciones de energía a los Estados Unidos establecidas por el Canadian National Energy Board (NEB) como experiencia internacional en la materia.

v. Aspectos Ambientales

Las cuestiones ambientales no dejan de ser aspectos relevantes.

En un primer punto se analiza el tema medioambiental en Chile y el manejo de los cupos de contaminación, fundamentalmente para las Centrales termoeléctricas.

En una segunda visión, se realiza un breve análisis respecto del costo ambiental para Argentina en cuanto a la actividad de exploración, explotación y transporte de gas natural y al consumo de un bien no renovable se refiere. Ello en contraposición al beneficio que Chile alcanza por la utilización de un combustible limpio como es el gas. Finalmente, se destaca la relevancia en lo que a la balanza comercial se refiere, genera la exportación de gas natural.

vi. Análisis de Acuerdos, Tratados y Protocolos

Analizado el alcance de los tratados y acuerdos, se efectúa una interpretación respecto a si la Ley de Emergencia, y en particular el Decreto 689/02, violaron alguno de los principios establecidos en dichos acuerdos, protocolos y tratados.

Se incorpora un análisis de los Acuerdos, Tratados y Protocolos que vinculan a la República de Chile con la República Argentina.

vii. Conclusiones y Recomendaciones

Por último se cierra el trabajo con un breve resumen de algunas conclusiones y recomendaciones a las que ha arribado este grupo de trabajo luego de haber transitado todos los aspectos anteriormente mencionados.

Reconocimiento

***Nuestro agradecimiento a la
positiva y permanente
colaboración de nuestro
Tutor, Ing. Raúl Bertero.***

INDICE

1.	Análisis Físico y Operativo del Sistema Argentino.....	1
1.1	Reglamento Interno de los Centros de Despacho.....	1
1.1.1	Introducción.....	1
1.1.2	Resumen del RCID.....	1
1.1.3	Criterios de Corte.....	2
1.2	Addenda Modificatoria N° 1.....	3
1.3	Características de la Demanda Argentina.....	4
1.3.1	Tipo de Consumo.....	4
1.3.2	Demanda Total Gas Natural en Argentina.....	4
1.3.3	Gas Pasante por La Mora.....	5
1.4	Causas y Tipos de Restricciones.....	6
1.4.1	Configuración física de las Exportaciones a Chile.....	6
2	Análisis Físico y Operativo del Sistema Chileno.....	8
2.1	Consumo de gas natural. Origen y proyecciones.....	8
2.1.1	Breve descripción del Sistema Eléctrico Chileno.....	10
2.2	Interconexiones gasíferas.....	11
2.3	Gasoducto GasAndes.....	14
2.3.1	Expansiones.....	14
2.3.2	Comparación Picos de Consumo Total Argentina y GasAndes.....	15
2.4	Reglas de Despacho Chilenas.....	16
2.4.1	Procedimientos de Nominación y Asignación de Capacidad de Transporte de GasAndes S. A.....	16
2.4.2	Propuesta Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). En discusión.....	17
3	Modelo de los Sistemas y Efectos de las Restricciones.....	19
3.1	Causas y efectos de las Restricciones.....	19
3.2	Restricciones en la capacidad de transporte.....	20
3.3	Restricciones en el suministro de gas natural en boca de pozo.....	22
3.4	Análisis en detalle Restricciones tramo Neuquen La Mora.....	22
3.5	Información Operativa y Comercial.....	24
3.6	Programa de Cálculo de Restricciones.....	25
4	Impacto de la Crisis en Argentina sobre Precios y Tarifas.....	29
4.1	Ley de Emergencia N° 25.561.....	29
4.2	Decreto PEN 689/02.....	29
4.3	Tarifas y Precios.....	30
4.3.1	Precio de Gas en Boca de Pozo.....	31
4.3.2	Servicio de Transporte en el Gasoducto GasAndes.....	31
4.3.3	Servicio de Transporte en el Sistema de TGN.....	32
4.4	Sostenibilidad en el tiempo.....	32
4.4.1	Tarifas en el Sistema de Transporte regulado de TGN.....	32
4.4.2	Recomposición del precio de gas en boca de pozo. Afectación el suministro.	34
4.5	Exportaciones de gas desde Canadá a los Estados Unidos.....	35
4.5.1	Base sobre la cual el National Energy Board (NEB) autoriza las exportaciones de gas de Canadá.....	35
4.5.2	National Energy Board Act.....	36
5	Aspectos Ambientales.....	37

5.1	Generalidades. Situación frente al intercambio energético.	37
5.2	Situación Ambiental en Chile.	37
5.2.1	SESMA.	38
5.2.2	Antecedentes.	39
5.2.3	Monitoreo Actual.	39
5.2.4	Modelo Pronóstico.	40
5.2.5	Compensación de Emisiones. Emisiones diarias iniciales.	40
6	Análisis de Acuerdos, Tratados y Protocolos.	42
6.1	Acuerdo de Complementación Económica (ACE) N° 16 entre la República de Chile y la República Argentina.	42
6.2	Protocolo N° 2 “Normas que regulan la Interconexión Gasífera y Suministro de Gas Natural entre las Repúblicas de Argentina y Chile”	42
6.3	Protocolo Sustituto del Protocolo N° 2 del ACE N° 16. Normas que Regulan la Interconexión Gasífera y el Suministro de Gas Natural entre la República Argentina y la República de Chile.	43
6.4	Protocolo Adicional al Acuerdo de Complementación Económica (ACE) N° 16 entre la República de Chile y la República Argentina sobre Información de los Mercados de Petróleo y Gas, y Decisiones de la Autoridad con relación al Intercambio Energético entre Chile y Argentina.	44
6.5	Grado de cumplimiento de los acuerdos.	45
7	Conclusiones y Recomendaciones.	47
7.1	Sistemas Argentino y Chileno.	47
7.2	Fuerte dependencia del gas argentino.	47
7.3	Despacho de las Usinas termoeléctricas y demanda domiciliaria.	47
7.4	Precios y Tarifas. Sostenibilidad económica.	48
7.5	Acuerdos, Tratados y Protocolos.	49
7.6	Manejo de las Restricciones.	50
7.7	Importaciones de Chile.	50
7.8	Relación con otros países limítrofes.	51
8	Anexos de Información.	52
8.1	Resolución ENARGAS N° 716/98.- Reglas del Despacho.	52
8.2	Addenda Modificatoria N° 1. Reglamentos Internos de los Centros de Despacho.	52
8.3	Propuesta Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Medidas ante una contingencia en el abastecimiento de gas natural.	52
8.4	Programa de Cálculo de Restricciones.	52
8.5	Part VI (Oil and Gas) Regulations. PC 1996-626 30 Abril 1996.	52
8.6	National Energy Board Export and Import Reporting Regulations.	52
8.7	Decreto N° 20. Modifica D.S. N° 16 de 1998 del Mrio. Secretaría General de la Presidencia.	52
8.8	Ley de Emergencia N° 25.561/02.	52
8.9	Decreto PEN 689/02.	52
8.10	Acuerdo de Complementación Económica N° 16 entre Chile y Argentina. (Incluye Protocolo N° 2 de Interconexión Gasífera y Suministro de Gas).	52
8.11	Protocolo Sustituto del Protocolo N° 2 del ACE N° 16.	52
8.12	Protocolo Adicional al ACE N° 16.	52

1. ANÁLISIS FÍSICO Y OPERATIVO DEL SISTEMA ARGENTINO.

1.1 Reglamento Interno de los Centros de Despacho.

1.1.1 Introducción.

El Reglamento Interno de los Centros de Despacho (RICD) fue el resultado de un trabajo conjunto en la Asociación de Distribuidores de Gas (ADIGAS) y las dos transportistas de gas, TGN y TGS, de modo encarar y poder resolver las crisis invernales que se venían sucediendo en los primeros años post - privatización.

El ENARGAS tomó los resultados de esta iniciativa, los aprobó en forma transitoria y sucesiva durante los años 95, 96 y 97, y en forma definitiva en 1998 luego de experimentar el manejo adecuado durante esos años, y la eliminación de los problemas de presión o falta de gas durante dichos inviernos.

Entre otros aspectos, el RICD logra administrar la escasez cuando los problemas de gas se deben a temas derivados del transporte y la distribución, pero no resuelve a fondo el manejo de inconvenientes o emergencias derivados de una falta de gas por parte de los productores.

1.1.2 Resumen del RCID.

Para que el Reglamento funcionara efectivamente, hizo falta dos pilares fundamentales:

- a. Información de los volúmenes de gas que las transportistas entregaban a las Distribuidoras (como mínimo 85%), y el detalle de los volúmenes de recepciones y entregas (al menos 4 veces por día).
- b. Establecimiento de reglas de suministro y balance claras y con límites bien definidos:
 - Se definieron así las *bandas de tolerancia* para los desbalances acumulados de cada cargador (definidos como la diferencia entre el gas recibido, el entregado y \pm el linepack), que idealmente deben tender a cero.
 - Se estableció la *banda angosta* como $\pm 5\%$ del desbalance acumulado y la *banda ancha* como $\pm 15\%$, las que se definen en función de los estados del sistema o condiciones de transporte.

Entre otros puntos importantes que fueron resueltos podemos mencionar:

- a) Establecimiento de Estados del Sistema, definidos por las transportistas:
 - **Normal:** Cuando no está en los otros estados.
 - **Alerta:** TF autorizados $\geq 90\%$ Capacidad Firme Transportista, o Demanda firme + ininterrumpible de algún Cargador $\geq 80\%$.

- **Crítico:** Se ha restringido TF(1), FD(2) o FT(3) o se prevé no satisfacerlos.
 - **Emergencia:** El Cargador cortó servicios Interrumpibles y Firmes, pero prevé no poder abastecer ininterrumpibles.
- b) Manejo de las emergencias y necesidad de celebrar diversos acuerdos técnicos y comerciales entre los actores:
- Acuerdos de Asistencia recíproca entre Transportistas.
 - Diversos mecanismos comerciales entre Cargadores: OBAs⁽⁴⁾, transferencias de gas, de desbalances, de capacidad, etc.)
- c) Mecanismos automáticos de penalidades y de sus montos, no sujetos a interpretaciones por parte de transportistas o distribuidoras.
- d) Manejo del Anillo de Buenos Aires y establecimiento de su operación y sus presiones.
- e) Otras consideraciones normativas (horarios de recepción, confirmación, reprogramaciones, etc.).

Hacemos notar que en ningún momento en el RICD se menciona el tema de exportación (que luego se realizara a Chile), por cuanto al momento de su discusión e implementación no existían aún las ventas ni el transporte de gas al exterior.

⁽¹⁾ TF: Transporte Firme Transportista.

⁽²⁾ FD: Servicio Firme Distribución (Grandes Usuarios).

⁽³⁾ FT: Servicio Firme Distribución (Grandes Usuarios con conexión directa al Transportista).

⁽⁴⁾ OBA: Operating Balance Agreement: Un productor puede inyectar gas al gasoducto con acuerdo del Transportista, y desde allí hacer entrega del gas nominándolo a los Cargadores. Los OBAs entre transportistas comprende linepack entre Sistemas de Transporte.

1.1.3 Criterios de Corte.

Podemos considerar dos casos:

a) Fuerza mayor o restricciones operativas

Se hacen según el criterio del Art. 11b del Reglamento de Servicio, siguiendo las restricciones el siguiente orden:

1. **TI⁽⁵⁾**: a prorrata de las Entregas diarias de los Cargadores.
2. **TF**: a prorrata de la Capacidad de transporte Firme de los Cargadores.

En caso de tratarse de restricciones en un segmento del Sistema de Transporte, los puntos anteriores se aplican solo en dicho tramo.

(5) TI: Transporte Interrumpible Transportista.

b) Emergencia

Declarada la Emergencia, el transportista cita a una reunión del Comité Ejecutivo de Emergencia (CEE). Los cargadores afectados proceden a la apertura de su demanda.

Las restricciones se hacen según el siguiente criterio de prelación:

1. **TI:** a prorrata de los Contratos de TI despachados.
2. **TF:** Se irá cortando ordenados por IT⁽⁶⁾, ID⁽⁷⁾, FT, FD y ED⁽⁸⁾ remanente, más TF y ED de los Cargadores no Distribuidores.

⁽⁶⁾ IT: Servicio Interrumpible Distribución (Grandes Usuarios con conexión directa al Transportista).

⁽⁷⁾ ID: Servicio Interrumpible Distribución (Grandes Usuarios).

⁽⁸⁾ ED: Servicio de Intercambio y Desplazamiento Transportista.

1.2 Addenda Modificatoria N° 1

Esta ampliación al reglamento se genera por inconvenientes que se registraron en la producción de gas por parte de los productores (19 de febrero de 2002), los que al estar fuera del Marco Regulatorio y la Ley del gas, no son alcanzados por la normativa ni los decretos ni el RICD.

Se buscó manejar y tratar los casos de falta de inyección generalizada, o de grandes volúmenes de gas faltantes, los que podrían ser generados por problemas técnicos de los productores, o bien debidos a algún sabotaje o atentado.

Aquí sí se consideran los contratos de exportación, y de hecho los chilenos fueron parte de la discusión de esta Addenda.

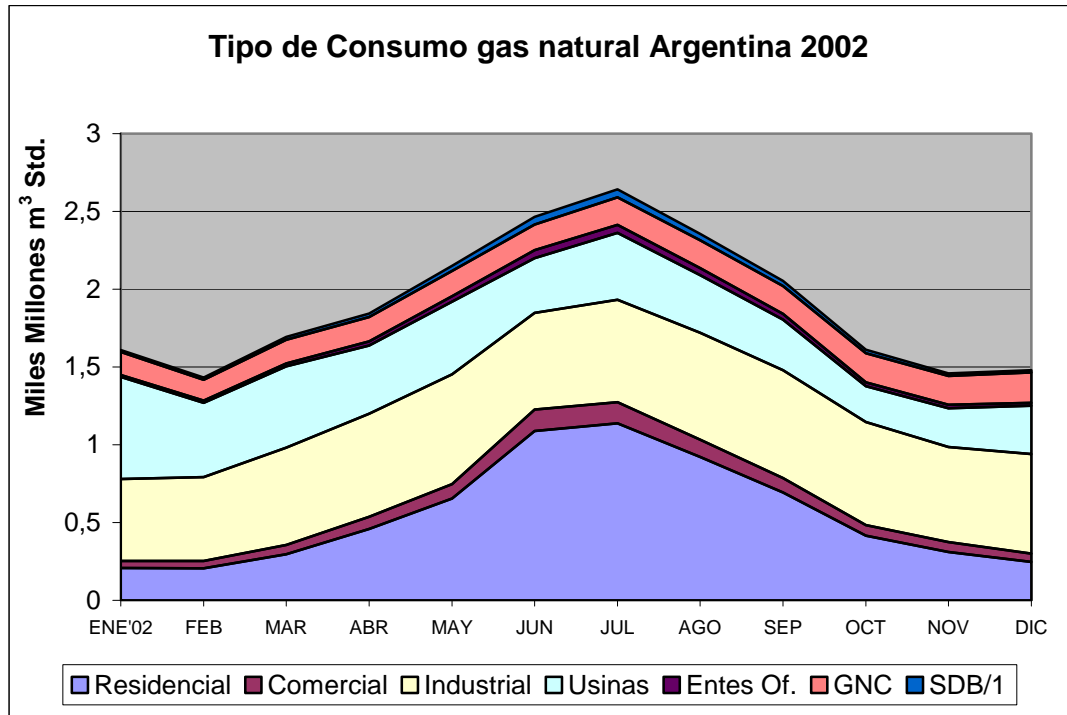
Los puntos más importantes de la Addenda son la identificación de algunos pasos que se consideraron claves:

1. Creación de un *Comité de pre-emergencia*, entre los actores que pudieran ser afectados por el problema.
2. Apertura de información sobre la demanda de los afectados (ininterrumpible, firme, interrumpible). Las transportistas deberán tener relevados los caudales mínimos técnicos de cada uno.
3. Comunicaciones en tiempo y forma entre los diversos involucrados, la Secretaría de Energía, el ENARGAS, los productores, etc.
4. Una vez declarado el estado de emergencia, los mecanismos y acciones pasan a ser responsabilidad del CEE (del RICD).

1.3 Características de la Demanda Argentina.

1.3.1 Tipo de Consumo

Se resume en el siguiente cuadro la apertura de la demanda por Tipo de Consumo:



Analizando el comportamiento de la demanda vemos que, excluyendo los consumos residenciales y en menor medida los comerciales, el resto tiene un comportamiento prácticamente constante a lo largo del año.

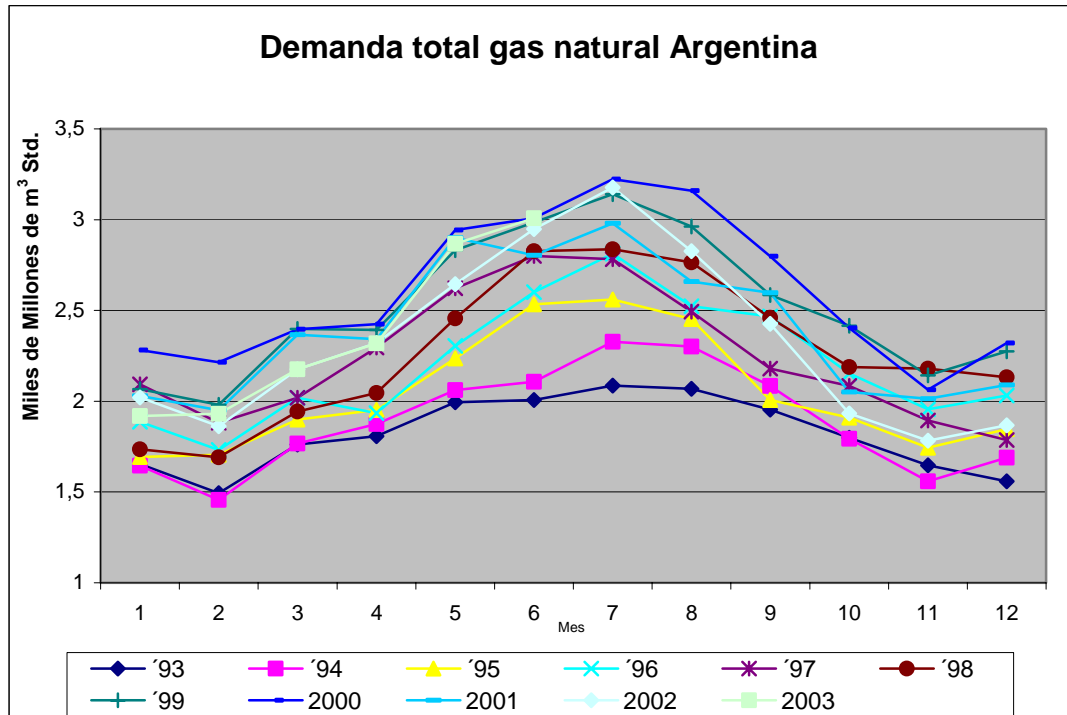
La demanda residencial y comercial tiene una estacionalidad dada por las diferentes temperaturas. Así el salto de crecimiento del Verano al Invierno es de aproximadamente 450% para los residenciales y 190% para los comerciales. Los picos se dan desde mediados de mayo hasta mediados de agosto, con los máximos en julio y agosto.

1.3.2 Demanda Total Gas Natural en Argentina.

Se analiza el gráfico que se muestra a continuación, con la Demanda total para todo el país, y su evolución desde 1993 a 2003.

Los valores máximos se han dado en el año 2000, con un crecimiento respecto del año 1993 de aproximadamente el 45% si comparamos los meses de valle, y de 55% comparando el pico de julio.

Como puede apreciarse en el siguiente gráfico, ha habido un ligero empuntamiento de la campana, dado por el crecimiento de la demanda de tipo Residencial / Comercial.



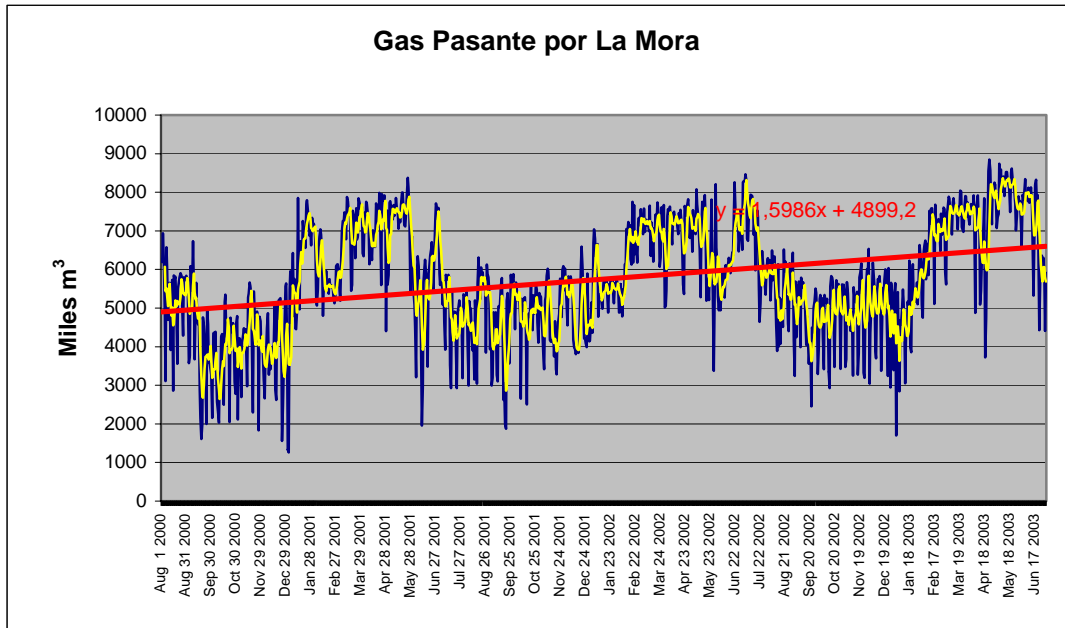
1.3.3 Gas Pasante por La Mora.

Se adjunta un gráfico con la sumatoria de los volúmenes pasantes por las tres ramas de medición de La Mora desde el 1 de agosto de 2000 al 1 de agosto de 2003.

Esto representa el total de los volúmenes de gas natural efectivamente consumidos por GasAndes (en azul), así como una línea de tendencia lineal (en rojo) y un promedio móvil tomado de a 5 valores (graficado en amarillo).

Analizando la información de los 3 años mencionados, se puede observar lo siguiente:

- Ha habido un crecimiento sostenido de la demanda, que significa un incremento de casi 1600 m³ de gas por día.
- La mayor demanda empieza a comienzos de febrero hasta fines de junio, con algunos picos de consumo de GasAndes en general en marzo-abril.
- Este corrimiento de los picos chilenos respecto de los argentinos, se observa también en el gráfico superior.
- Hay grandes fluctuaciones diarias, producto de la demanda trasandina por un lado y de las condiciones operativas de mayor o menor linepack en el gasoducto a Chile.



1.4 Causas y Tipos de Restricciones.

1.4.1 Configuración física de las Exportaciones a Chile.

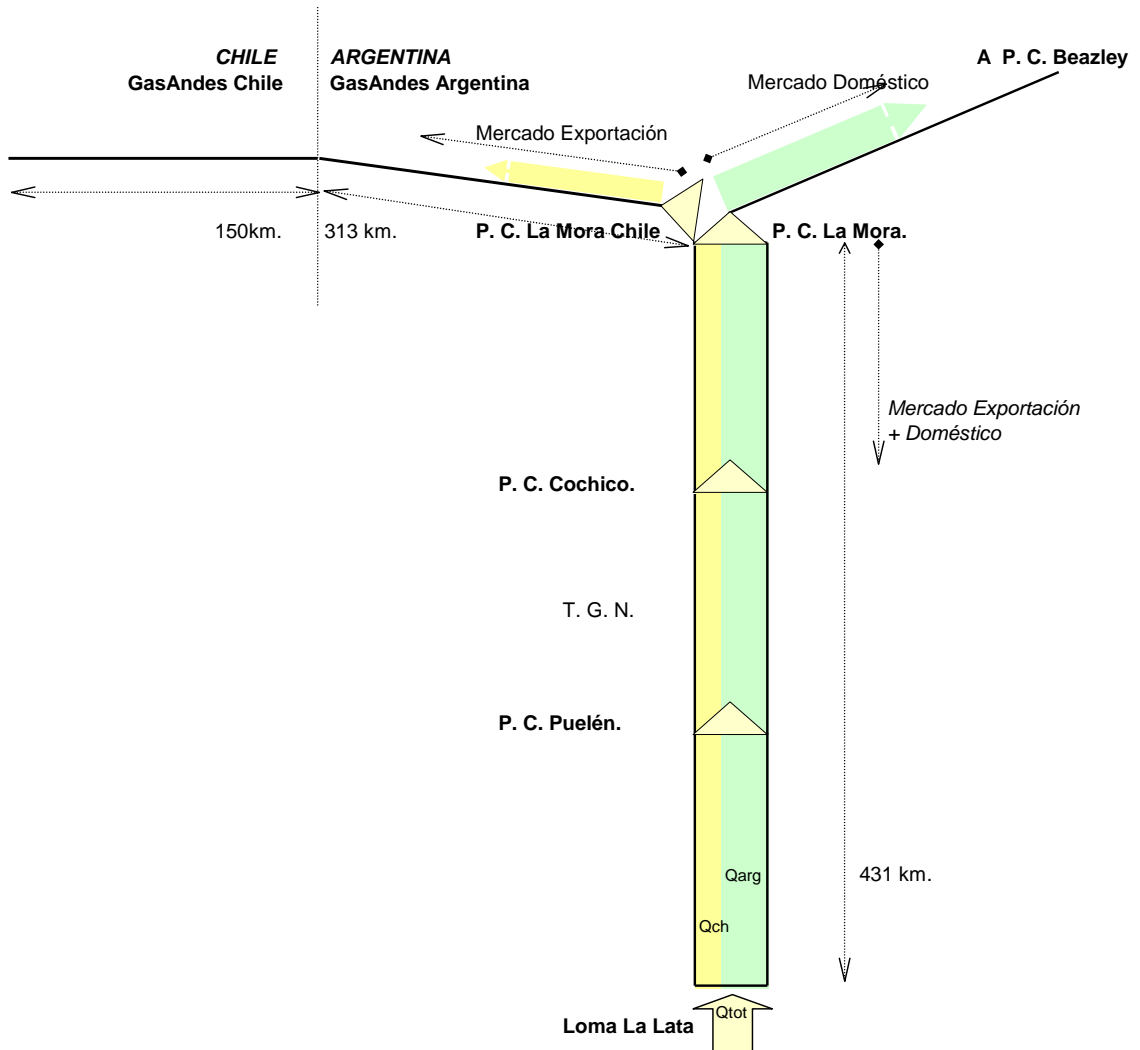
El croquis siguiente muestra esquemáticamente el Sistema desde Loma La Lata hasta La Mora, desde donde se bifurca hacia Chile (solo para mercado de exportación) y hacia Argentina (solo mercado doméstico¹). Este tramo es el único que amerita analizarse cuando de restricciones hacia Chile se trata, dado que no hay otras vinculaciones aguas abajo del Sistema de gasoductos, o posibilidad de revertir los flujos de gas hacia el mismo.

Destacamos que dada esta configuración física del Sistema de transporte, es decir de los gasoductos desde Loma La Lata hasta la Planta Compresora La Mora de T. G. N., la definición de Transporte Firme -y por la forma en que se construyen los gasoductos-, no es posible transportar aguas abajo de La Mora el gas natural que se hubiera cortado a GasAndes, con excepción de algún caudal poco relevante, propio de alguna pequeña flexibilidad de transporte de tipo operativa.

Dado que cortar a Chile en La Mora GasAndes no ayudaría a la demanda Argentina, las restricciones que se produjeran, ya sea por inconvenientes en el transporte desde Loma la Lata hasta La Mora, o por un déficit de inyección en la misma, deberán

¹ Este mercado también es de exportación al final del Sistema de Transporte, hacia Uruguay y Chile. Lo llamamos aquí “local” o “doméstico” para evitar confusiones.

manejarse hacia ambos Sistemas (Doméstico y Exportación), con algún criterio sobre el que volveremos más adelante².



Este aspecto relacionado con las causas y tipos de restricciones será desarrollado con mayor grado de detalle en el capítulo 3: Modelo de los Sistemas y Efectos de las restricciones.

² Modelo de los Sistemas y Efecto de las Restricciones.

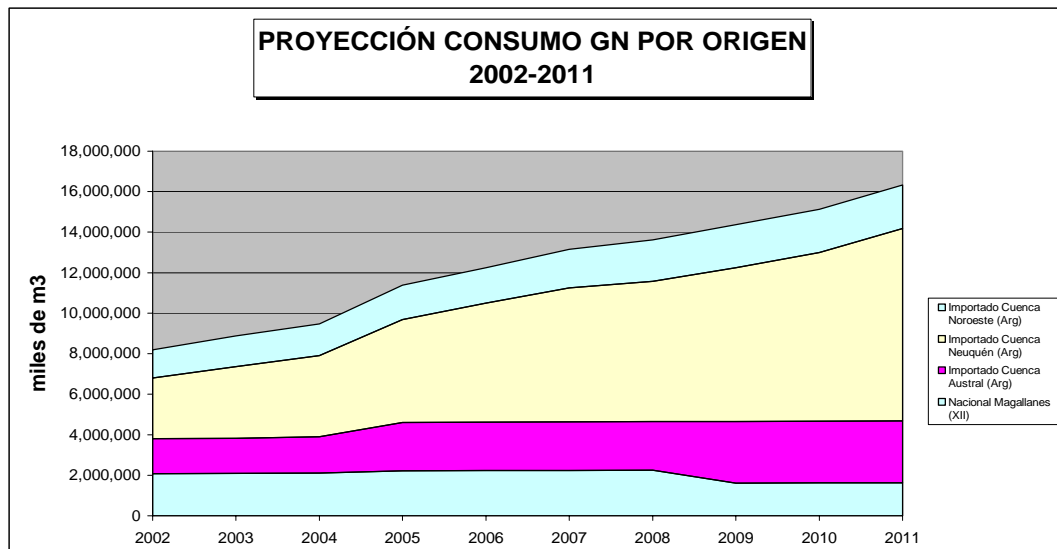
2 ANÁLISIS FÍSICO Y OPERATIVO DEL SISTEMA CHILENO

2.1 Consumo de gas natural. Origen y proyecciones

La demanda interna de gas natural de Chile es satisfecha en gran medida a través de la importación de gas natural desde Argentina, y por estimaciones realizadas por la Comisión Nacional de Energía de Chile, en el futuro dicha participación se incrementará sensiblemente.

El siguiente cuadro ilustra el consumo anual de gas natural estimado hasta el año 2011 y el origen del mismo en lo que a su cuenca se refiere.

	Consumo Anual (Mm ³)				TOTAL
	Nacional Magallanes (XII)	Importado Cuenca Austral (Arg)	Importado Cuenca Neuquén (Arg)	Importado Cuenca Noroeste (Arg)	
2002	2,073,438	1,731,000	2,995,664	1,383,158	8,183,260
2003	2,083,141	1,737,000	3,545,812	1,505,782	8,871,735
2004	2,102,135	1,800,436	4,001,048	1,569,428	9,473,046
2005	2,214,429	2,381,445	5,092,176	1,703,603	11,391,654
2006	2,225,032	2,393,692	5,881,140	1,743,753	12,243,618
2007	2,235,953	2,394,406	6,609,881	1,907,410	13,147,650
2008	2,247,201	2,395,134	6,928,156	2,045,517	13,616,009
2009	1,601,787	3,052,877	7,591,064	2,116,249	14,361,978
2010	1,614,721	3,053,635	8,321,891	2,134,499	15,124,746
2011	1,627,013	3,054,407	9,489,456	2,152,749	16,323,626



Algunas conclusiones respecto de los datos presentados:

Del consumo de gas natural para el año 2002 de 8.183 MMm³, se importaron desde la Argentina 6.110 MMm³. En decir que el 74,7% del gas consumido fue de origen argentino mientras que solo el 25,3% fue de origen chileno, de la Cuenca de Magallanes.

Dichas proyecciones estiman que el consumo de gas natural se duplicará para el año 2011, pasando de 8.183 MMm³/año a 16.323 MMm³/año.

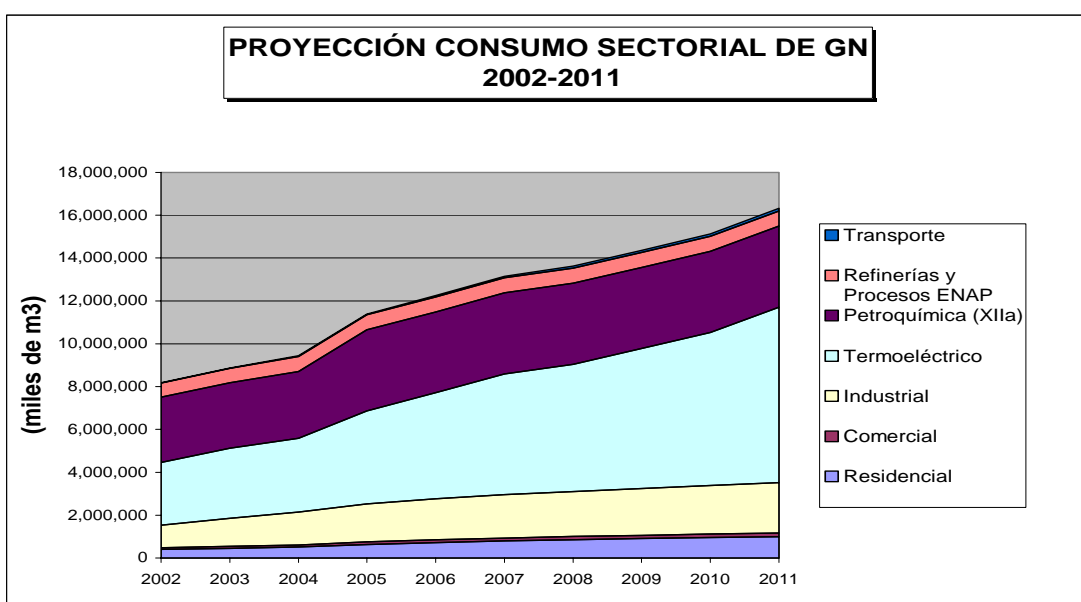
De esos 16.323 MMm³ de consumo estimados para el año 2011, 14.697 MMm³ se proyecta serán importados desde la Argentina, lo que eleva la participación del gas Argentino consumido en Chile del 74,7% en el año 2002 al 90% para el año 2011.

Se evidencia en los cuadros antes presentados que la producción de gas natural en Chile ira decayendo a través de los años. Mientras que en el año 2002 aportó para su consumo 2.073 MMm³, para el año 2011 estiman que dicha cifra caerá a 1.627 MMm³, casi un 22% inferior al registrado para el año 2002.

En contraposición a ello, los caudales estimados que se importarán desde la Argentina pasan de 6.110 MMm³/año a 14.697 MMm³ para el 2011, lo que representa un incremento del orden del 140%.

Otro aspecto importante es el destino del gas que se consume en Chile, por ello detallamos a continuación los caudales consumidos por cada sector para el año 2002 y su proyección hasta el año 2011, que se corresponde con los datos presentados anteriormente respecto del origen del gas.

	Consumo Anual (Mm3)							TOTAL
	Residencial	Comercial	Industrial	Termoeléctrico	Petroquímica (Xlla)	Refinerías y Procesos ENAP	Transporte	
2002	406,839	78,470	1,044,913	2,930,570	3,045,000	662,549	14,919	8,183,260
2003	452,032	87,181	1,318,791	3,266,916	3,051,000	676,610	19,206	8,871,735
2004	510,855	100,098	1,528,801	3,450,551	3,112,000	704,731	26,386	9,433,422
2005	630,335	117,385	1,775,160	4,344,128	3,782,000	704,731	37,915	11,391,654
2006	715,322	130,532	1,912,796	4,947,902	3,782,000	704,731	50,335	12,243,618
2007	790,876	140,928	2,021,377	5,640,046	3,782,000	704,731	67,692	13,147,650
2008	852,213	149,445	2,103,040	5,936,971	3,782,000	704,731	87,610	13,616,009
2009	903,195	156,928	2,189,386	6,522,342	3,782,000	704,731	103,396	14,361,978
2010	951,461	163,256	2,275,762	7,133,179	3,782,000	704,731	114,357	15,124,746
2011	993,958	169,217	2,353,741	8,194,864	3,782,000	704,731	125,115	16,323,626



Como puede apreciarse, el sector Residencial, Comercial e Industrial, si bien duplica su consumo, su participación dentro consumo total no es tan relevante como la del sector termoeléctrico, el que a su vez proyecta crecimientos exponenciales. Tal es así, que eleva el consumo de 2.930 Mm³/año para el 2002 a 8.195 MMm³/año para el año 2011, es decir un consumo superior en algo más de un 180%.

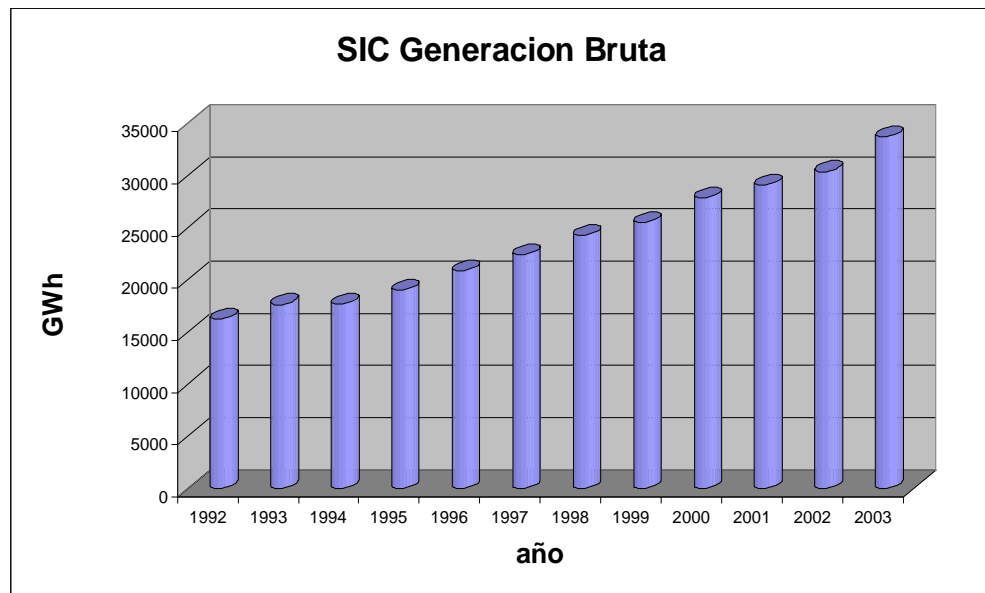
Estos datos sin lugar a dudas destacan la relevancia del gas argentino, y en particular de la cuenca neuquina, en el crecimiento y desarrollo de Chile.

Se puede apreciar el crecimiento constante que ha experimentado la Generación Bruta. De este total, la Generación Termoeléctrica de Chile comprendida por NorAndino, TermoAndes y GasAndes, ha experimentado durante los últimos cuatro inviernos desde 2000 al actual, consumos en MMm³/día, como los que se transcriben:

Año	Mayo	Junio	Julio	Agosto
2000	8,7	6,8	6,4	6,9
2001	5,8	5,5	5,7	7,5
2002	8,9	9,7	10,0	7,9
2003	10,7	10,4	9,9	11,7

Nótese aquí el incremento registrado durante los últimos dos años.

SIC. Generación Eléctrica Total Zona Santiago



2.1.1 Breve descripción del Sistema Eléctrico Chileno.

El Sistema Interconectado Central Chileno (SIC) abastece desde la Tercera a la Décima Región, donde vive el 93% de los chilenos.

La Red eléctrica nacional se completa con el Sistema Interconectado Norte (Sing) que va de Arica a Taltal y opera con gas del norte argentino, y otros dos sistemas de menor tamaño al sur de Chiloé, uno en Magallanes y otro en Aisén.

Hasta 1997 el SIC se alimentaba casi exclusivamente de centrales hidroeléctricas, pero a partir de ese año se comenzaron a incorporar centrales de ciclo combinado alimentadas por el gas natural que GasAndes comenzó a llevar desde la cuenca Neuquina.

En febrero de 2002, el gobierno chileno tuvo que poner en marcha un plan de contingencia para evitar que se produjera un apagón de proporciones en el SIC: tres centrales de ciclo combinado salieron del sistema cuando los trabajadores de las petroleras de Neuquen cerraron la llave del gas en señal de protesta.

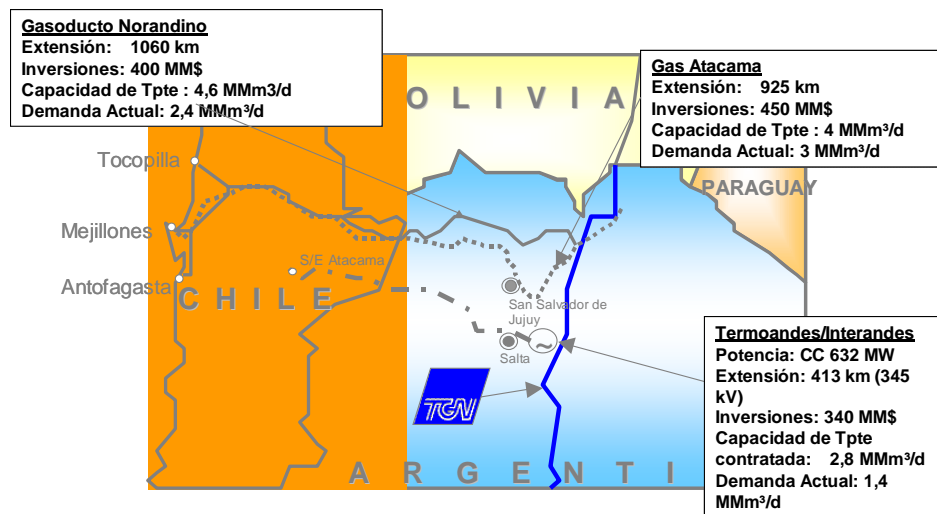
Los chilenos sugieren en sus discusiones diversificar el riesgo en forma urgente, y para ello recomiendan que las nuevas centrales que requiera el país, a razón de una por año, si son de ciclo combinado se abastezcan de gas en zonas que enfrenten menos restricciones, como por ejemplo del norte Argentino, y se elaboren todos los planes de contingencia necesarios a los proyectos existentes en la zona Central.

2.2 Interconexiones gasíferas

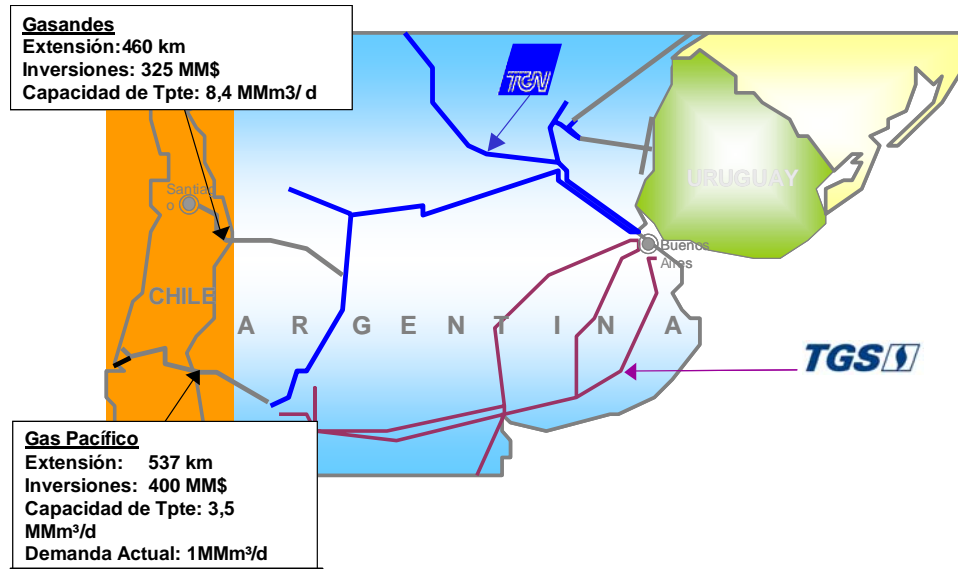
A continuación se detallan los gasoductos de interconexión Gasífera con la República de Chile, para el norte, centro y sur del país.

Los siguientes gráficos nos proporcionan algunos datos relevantes respecto a las interconexiones y su ubicación geográfica, tanto para el Norte, Centro y Sur de Chile.

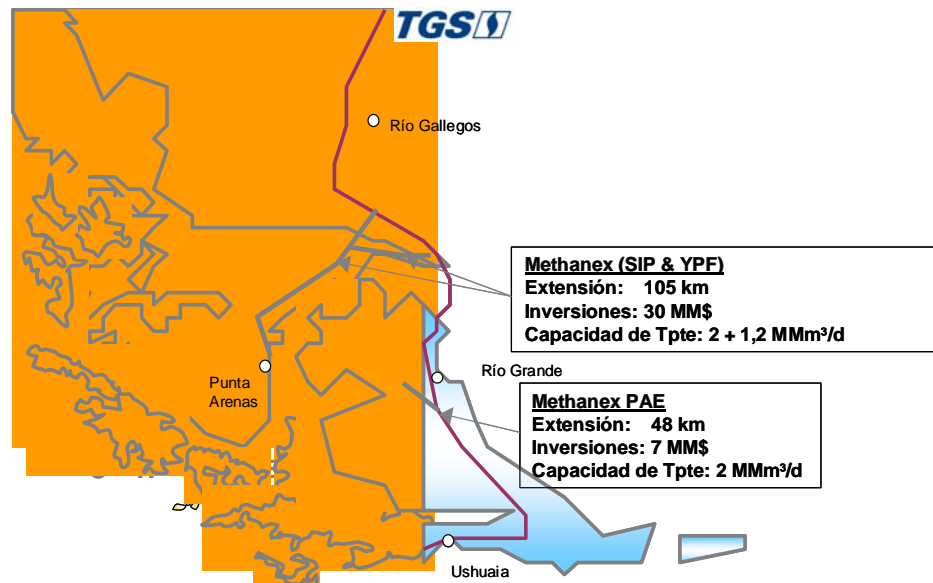
Interconexiones en el Norte de Chile



Interconexiones en el Centro de Chile



Interconexiones en el Sur de Chile

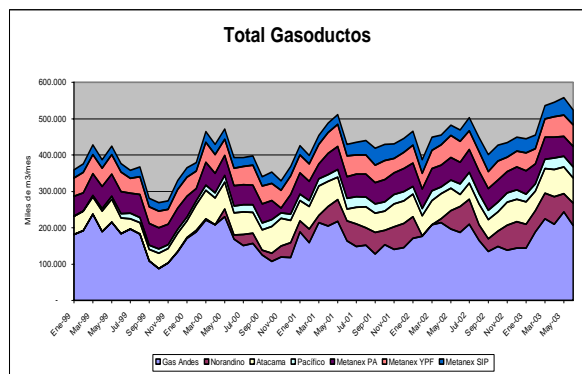
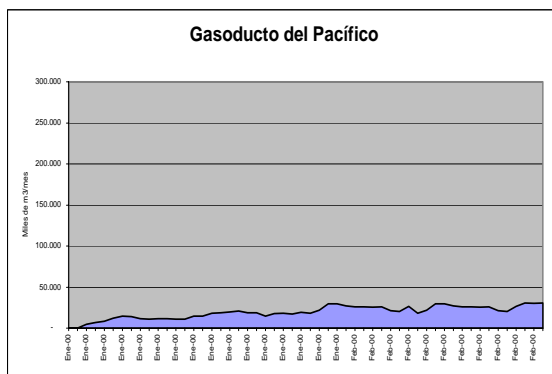
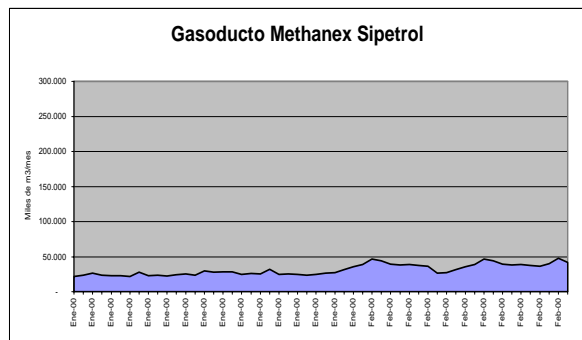
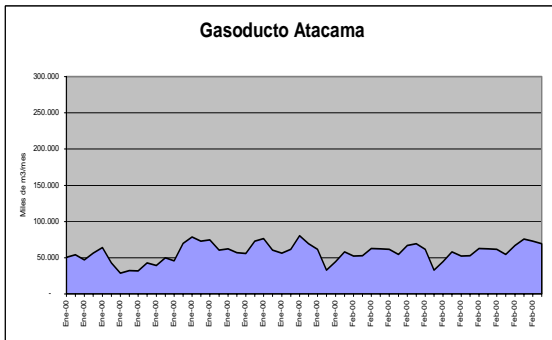
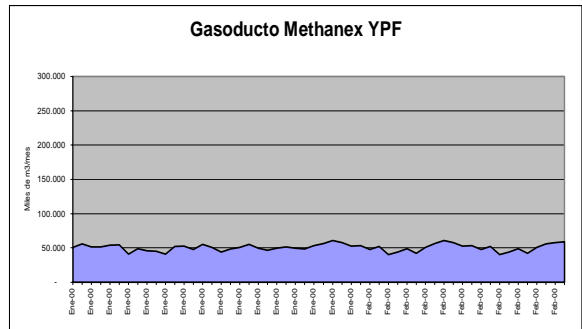
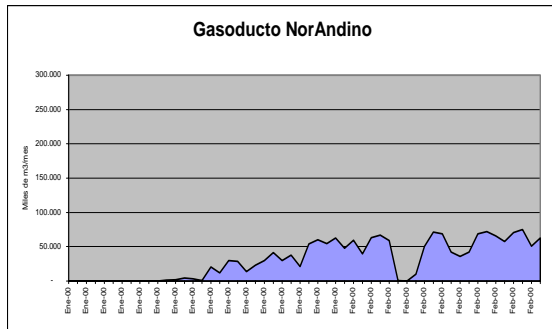
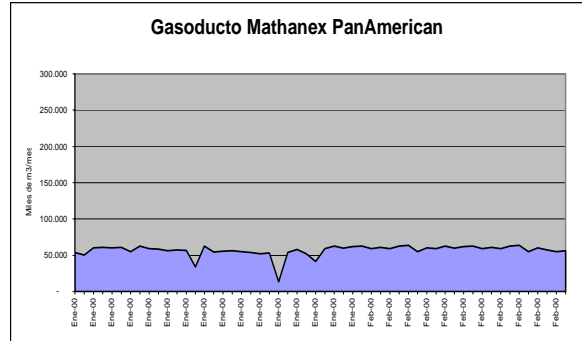
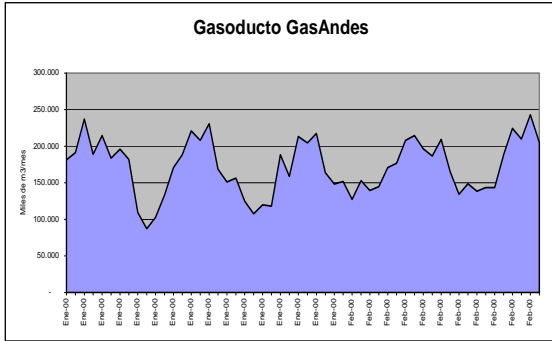


Si analizamos el perfil de utilización de los gasoductos durante el año, nos encontramos con que con excepción de GasAndes, que evidencia picos de consumo en determinados meses del año como se indicó antes, el resto de los gasoductos de interconexión con Chile tiene una carga o grado de utilización relativamente estable durante todo el año y de menor relevancia en lo que a caudales se refiere respecto de GasAndes. Podemos decir que GasAndes transporta en promedio un 40% del gas que es exportado a Chile desde Argentina.

A modo de resumen podemos decir que se han construido 3.548 km., por un total de 1.952 MMUS\$, y que permiten transportar en su conjunto hasta 28.5 MMm³/día. Es

decir que en su conjunto equivale a todo un Sistema de gasoductos al que existe hoy en la República Argentina.

Esta situación se puede apreciar en los siguientes cuadros que grafican desde el mes de enero de 1999 a junio de 2003, los caudales mensuales transportados hacia Chile.



Dada la importancia del Gasoducto GasAndes, realizaremos una breve descripción de su Sistema.

2.3 Gasoducto GasAndes.

El Proyecto GasAndes nace en Loma La Lata, provincia de Neuquen. Comparte las Plantas Compresoras de Puelén, Cochico y La Mora con el Sistema doméstico Argentino y luego de pasar por La Mora, GasAndes (17.800 H. P.) continúa hacia Chile.



El mismo consiste en una línea principal de 24 pulgadas de diámetro de 463 kilómetros de longitud, de los cuales 313 km. están en territorio argentino y 150 km. en territorio chileno. Si bien tiene una altitud en La Mora de 400 m. s. n. m. y en San Bernardo (Chile) de 500 m. s. n. m., llega a más de 3700 m. s. n. m. al atravesar la Cordillera de los Andes.

Para su concreción en 1997, fue necesario construir 238 km. de loop de 30" pulgadas de diámetro en territorio argentino de los cuales 134 km. se hicieron a horcajadas de la Planta Compresora La Mora; y 104 a horcajadas de la Pta. Compresora Puelén.

En esta primera etapa se concretaron contratos de transporte firme por 3,4 MMm³/día. Ello permitió también satisfacer un delta de demanda doméstica por 1,0 MMm³/día en la zona de Cuyo.

2.3.1 Expansiones.

Con posterioridad, en marzo de 1998, y con el objeto de satisfacer una capacidad transporte firme adicional de 1,9 MMm³/día en Chile y 0,35 MMm³/día en Cuyo, se finalizaron las siguientes obras: 49,9 km. de loop de Ø =30", una Turbocompresor

de 15.000 HP. en Puelén, otro de 15.000 HP. en Cochico y otro de 15.000 HP. en La Mora, sumado a un acondicionamiento de las Plantas Compresoras y la construcción del colector de la Pta. Compresora Cochico. Con esto la capacidad de transporte firme se elevó a 5,4 MMm³/día.

En octubre de 1998, motivado por un nuevo incremento en la demanda firme de 1,8 MMm³/día, se construyen 17,6 km. de loop de Ø =30", acompañado del cruce del Río Neuquen, se acondicionaron las plantas compresoras, con cambio de internos y la construcción de los colectores de las plantas Puelén y La Mora.

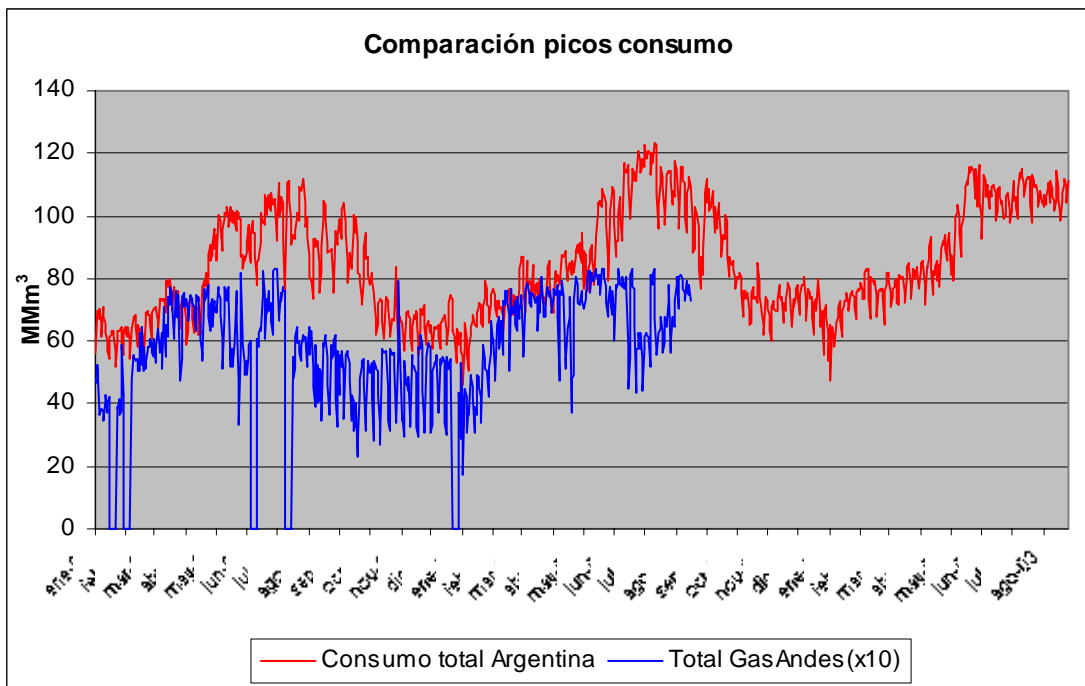
En la última ampliación, año 2001, se expansión en sistema por 1,0 MMm³/día adicional de capacidad de transporte firma, lo que se logró con el cambio de internos y el acondicionamiento de plantas compresoras.

Este gasoducto, el de mayor importancia por su capacidad de transporte y área que abastece. Pero adicionalmente, y tal como fuera mencionado anteriormente, su grado de utilización no es constante en el tiempo sino que presenta picos. Dichos picos no son coincidentes con los picos que registra el sistema argentino que ocurren en los meses de julio y agosto.

2.3.2 Comparación Picos de Consumo Total Argentina y GasAndes.

Si analizamos los picos de consumo del mercado argentino respecto del consumo del Gasoducto GasAndes, vemos que ambos no son coincidentes, sino que existe un corrimiento entre los mismos.

En efecto, mientras que en Argentina el pico se da en el periodo Junio y Agosto, en GasAndes se registra entre Marzo y Mayo.



2.4 Reglas de Despacho Chilenas.

2.4.1 Procedimientos de Nominación y Asignación de Capacidad de Transporte de GasAndes S. A.

Estas Pautas son similares a las Pautas para la Administración del Despacho Argentinas, de la cual se han nutrido, aunque podemos marcar las siguientes *diferencias*:

Nuevos conceptos y definiciones:

- *Authorized Overrun Gas*: La cantidad por encima de la MDQ⁽¹⁾, que el Cliente y GasAndes determinan que puede ser transportada.

⁽¹⁾ MDQ: Maximum Daily Quantity, Cantidad diaria máxima que el transportista está obligado a transportar en un día.

- *Cantidad Equivalente*: El equivalente energético de gas, que no es necesariamente la misma cantidad física.
- *Delivery Deficiency Gas*: La diferencia entre la MDQ y la que efectivamente el transportista está en condiciones de transportar por condiciones operativas o fuerza mayor en TGN o GasAndes.
- *Delivery Deficiency Service*: Transporte del Delivery Deficiency Gas.

Asignación de Capacidad de Transporte:

- El orden de prioridades es el siguiente: FT (Servicios de Transporte Firme); DD (Servicio de transporte Delivery Deficiency); AO (Overrun autorizado); IT (Servicio de transporte Interrumpible) primero el IT 2, luego IT1; ED (Desplazamiento).
- En caso de cortes se seguirá estrictamente el criterio mencionado en el punto anterior, de aquellos clientes que efectivamente ayuden a resolver el problema.

Bandas de Tolerancia:

- Banda mínima $\pm 5\%$
- Banda máxima $\pm 15\%$

Estados del Sistema:

- Normal. Ídem Argentino.
- Alerta: Cantidades Diarias Programadas (CDP) > 85% MDQ, o Demanda firme de algún Cargador > 90% de su MDQ, ó CDP día siguiente > 30% día actual, ó cuando las diferencias de presión de entrega en algún punto <15 de la contractual.
- Crítico: Riesgo de no satisfacer FT o ya se solicitó reducción, ó bandas reales del Sistema por afuera del rango.

- Emergencia: Algún Cliente prevé no poder abastecer ininterrumpibles.

Protección de la demanda ininterrumpible:

- Establece el procedimiento de emergencias, de modo de proteger a los residenciales y comerciales.
- Declaración del Estado de Emergencias, Apertura de la Demanda (en firmes, interrumpibles e ininterrumpibles), Creación del Comité de Despacho, etc. en forma similar al seguido en Argentina.
- Dos únicas categorías de prioridades a la hora de hacer los cortes: TF no Ininterrumpibles y TF Ininterrumpibles.
- No se mencionan las Usinas termoeléctricas como categoría aparte, o tratamiento diferenciado.

2.4.2 Propuesta Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). En discusión.

Esta propuesta emitida el 16 de marzo de 2002 se encuentra actualmente en discusión, con diferencias de GasAndes en lo relativo a multas, manejo de los ininterrumpibles y otros puntos menores.

El contenido de esta propuesta de Resuelvo (Resolución), es bastante complejo, evaluando en todo momento el tiempo de duración de la restricción, con los volúmenes de gas necesarios para abastecer los ininterrumpibles pero asimismo las Centrales Eléctricas despachadas o las que hiciera falta para mantener el Sistema Interconectado en condiciones seguras.

A modo de resumen, el lineamiento es el siguiente:

- La Propuesta fue originada por los sucesos de restricción de abastecimiento en Argentina del 19-02-02, y cuyos motivos “se mantienen vigentes”.
- Los Transportistas, Cargadores y Centros de Despacho Económico de Cargas (CDEC) (Eléctricos), tienen la obligación de:
 - Informar.
 - Restringir los consumos de gas.
 - Coordinar la operación del Sistema Eléctrico Interconectado.
 - Administrar la entrega de gas.
- La Comisión Nacional de Energía (CNE) determina el inicio y el fin de la Contingencia.
- Los Transportistas de gas deben remitir la propuesta de **programación de emergencia** –y actualizarla- a la CNE, a la SEC, al CDEC y a los cargadores.

- La programación de emergencia –que deberá permitir satisfacer los requerimientos mínimos de los cargadores- tendrá la siguiente prioridad de suministro:
 - Concesionarios de Distribución, para atender a los residenciales y comerciales. Se incluyen los Centros Hospitalarios de la Distribuidora.
 - Mínimo necesario para que la Dirección de Operación del CDEC pueda pasar sin racionamiento desde una posición de despacho económica a una posición de despacho segura.
 - Otros suministros de la Distribuidora que no sean Residenciales ni comerciales y no tengan sistemas duales de alimentación.
 - Cualquier otro Consumidor con Servicio Firme.

- Los CDECs deben poner a disposición de los Transportistas de gas de toda la información necesaria y suficiente.

- En la Programación de Emergencia, los transportistas deberán atenerse a los criterios de prioridad establecidos. Para pequeños cortes se permiten desbalances operativos y transferencias. Los cargadores deberán atenerse a esa Programación y hacer los cortes necesarios.

- Los CDECs deberán estimar cuáles son sus volúmenes mínimos de gas para mantener la seguridad del sistema eléctrico, e informarlo a las transportistas.

- Si por razones técnicas el gas no fuera suficiente para despachar ninguna unidad de generación térmica, el mismo quedará disponible para el resto de los cargadores.

- Se reasignarán los volúmenes de gas disponibles entre los cargadores, de acuerdo a las distintas estimaciones que irá confeccionando la transportista, de modo de satisfacer esta nueva demanda durante el tiempo que dure el evento.

- Si la contingencia afectara a más de un transportista, la coordinación la ejercerá quien opere desde la frontera.

- Se crea un Comité de Contingencia para el monitoreo de la situación.

3 MODELO DE LOS SISTEMAS Y EFECTOS DE LAS RESTRICCIONES.

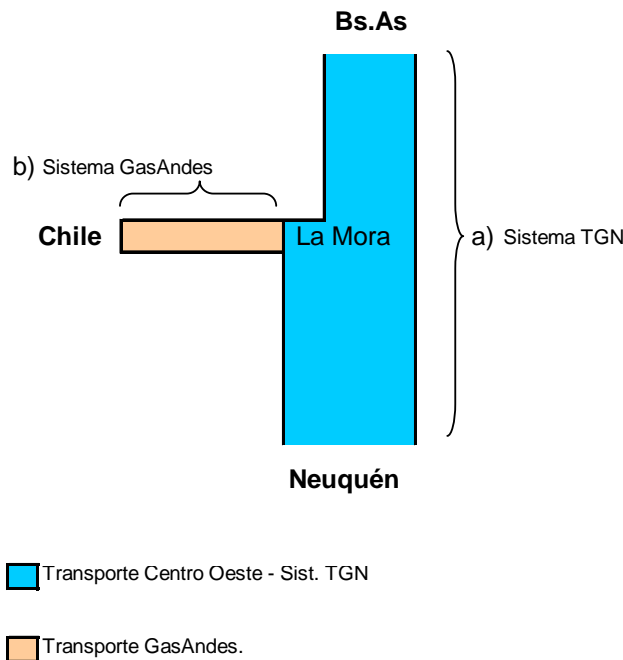
3.1 Causas y efectos de las Restricciones.

Las restricciones o inconvenientes en el suministro de gas natural hacia Chile se pueden generar por dos causas:

- a) Restricciones en la capacidad de transporte del Sistema de gasoductos Centro Oeste.
- b) Inconvenientes en el suministro de gas natural en boca de pozo en el Área Neuquina.

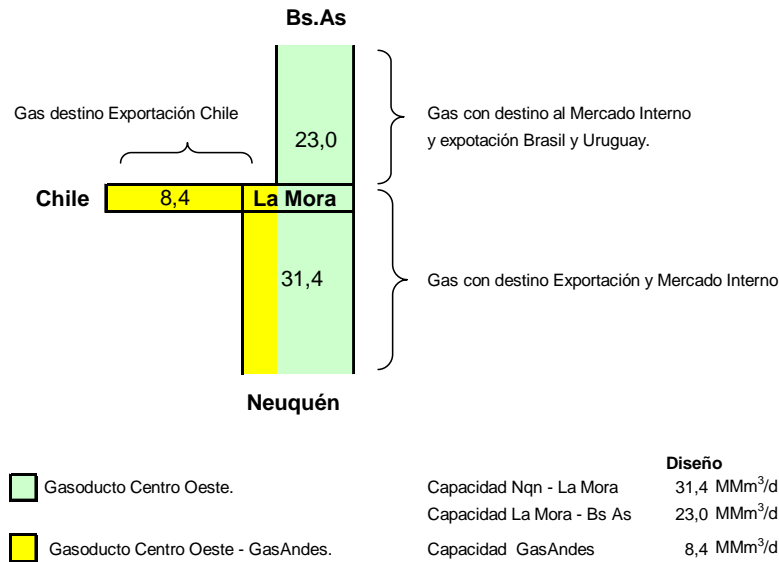
Esquemáticamente el Sistema tiene las características mostradas en el Capítulo “Configuración física de las Exportaciones a Chile”, no obstante lo cual y a los efectos de facilitar el entendimiento de la problemática, utilizaremos esquemas más simplificados de los Sistemas para representar el impacto de las distintas restricciones.

Ante todo representamos los dos Sistemas: (a) el Sistema regulado de transporte, diseñado para transportar hasta La Mora el caudal que se exporta a Chile más el caudal que sigue hacia Buenos Aires, y (b) el Sistema del Gasoducto GasAndes, que recibe el gas en La Mora y lo transporte hacia Chile.



Otra forma de encarar este tema es considerar los gasoductos particionados entre la porción que satisface la Demanda Local, o Mercado Interno (y mercado de exportación a Brasil y Uruguay), y la otra que atiende la Demanda de Exportación a Chile.

El esquema es el siguiente:



3.2 Restricciones en la capacidad de transporte

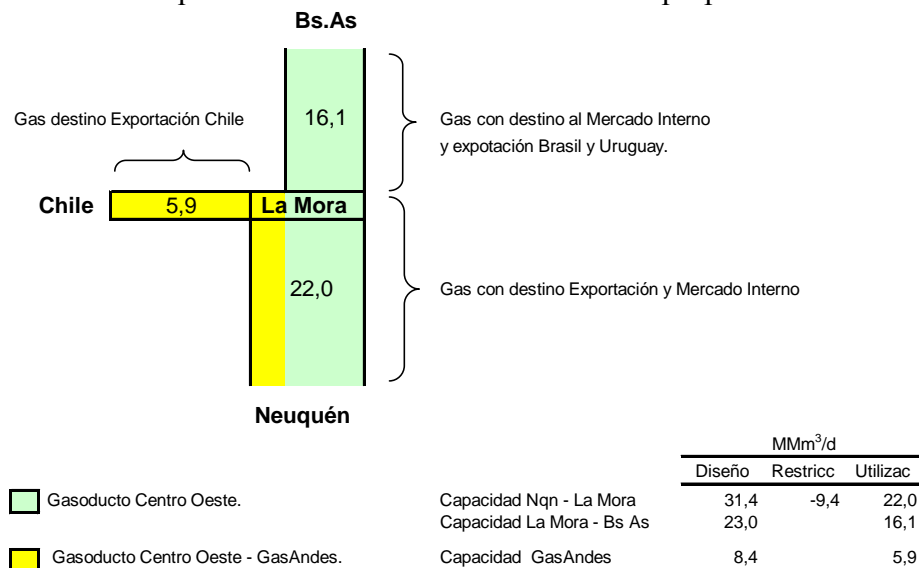
A efectos de mostrar el impacto de las restricciones de manera simplificada, se asumen cortes proporcionales para situaciones que afectan a ambos mercados. Este tema se analiza con más detalle en el punto 3.4.

Las posibles situaciones que pueden darse son las siguientes:

- Restricciones en el tramo Neuquén – La Mora (Sistema TGN)
- Restricciones en el Gasoducto GasAndes
- Restricciones en el aguas abajo de La Mora (Sistema TGN)

a) Restricciones en el tramo Neuquén – La Mora (Sistema TGN)

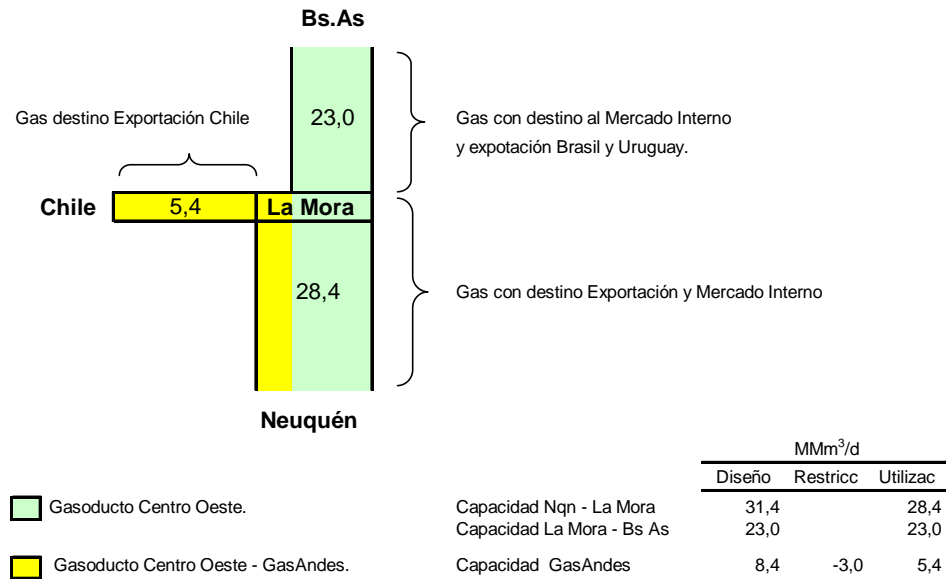
Las restricciones de transporte en este tramo afectan tanto al suministro de gas a Chile como al de Argentina, ya que este tramo transporta gas con destino a ambos puntos de entrega. En estos casos se deberán efectuar los cortes en las entregas en función a lo que establezcan las Pautas del Despacho, de manera tal de asignar entre ambos destinos la capacidad de transporte disponible en ese tramo Neuquén – La Mora. Si se asume un corte proporcional del 30% resulta:



b) Restricciones de transporte en el Gasoducto GasAndes

Cuando la restricción está en el Gasoducto GasAndes, sí se verá afectado el suministro de gas en Chile, a diferencia de Argentina, la cual no tendrá ningún tipo de impacto dado que el tramo Neuquén – La Mora estará transportando todo el caudal requerido aguas debajo de La Mora más la capacidad de transporte que pueda evacuar el Gasoducto GasAndes dependiendo ésta de la magnitud de la restricción.

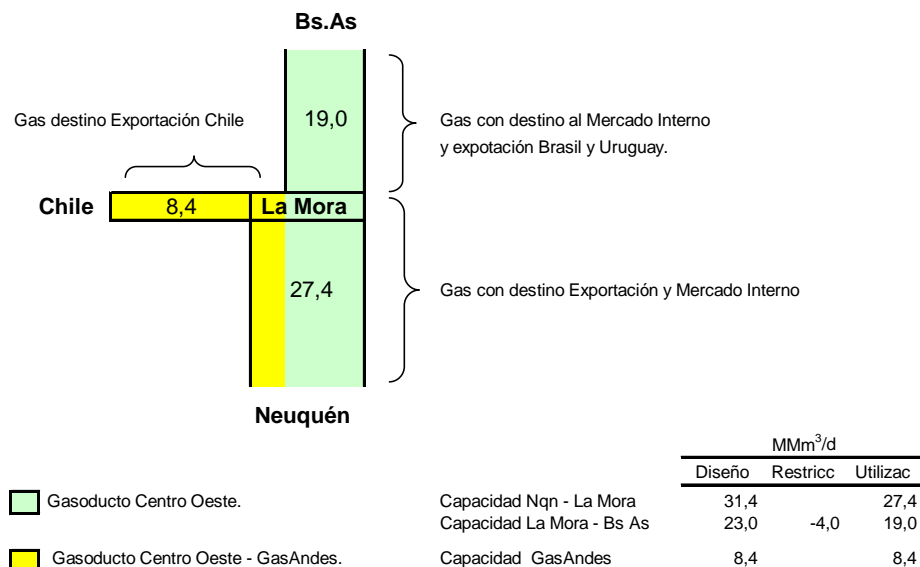
Bajo ningún concepto, una restricción en el Sistema Argentino aliviaría el inconveniente en el Sistema Chileno.



c) Restricciones de transporte aguas abajo de La Mora (Sistema TGN)

En este caso, no se verá afectado el suministro a Chile, pero sí existirá una restricción para los volúmenes hacia Buenos Aires. Dada esta restricción, el tramo Neuquén-La Mora deberá limitar su transporte a las exportaciones a Chile más la capacidad de transporte disponible aguas debajo de La Mora.

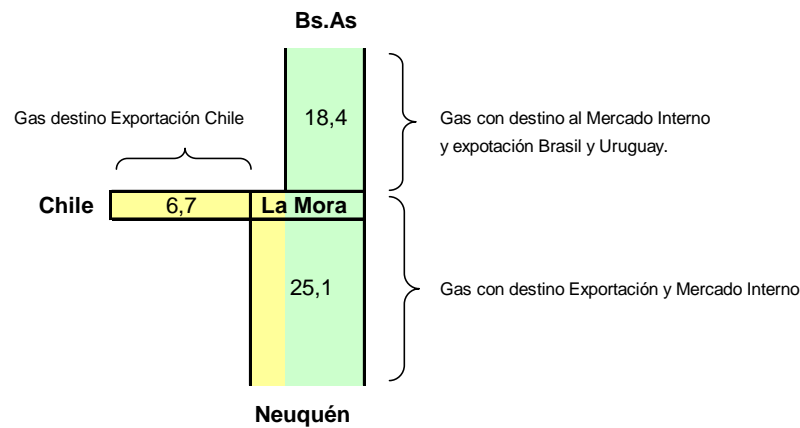
Podemos concluir que una restricción al Sistema Chileno no paliaría el inconveniente en el Sistema Argentino.



3.3 Restricciones en el suministro de gas natural en boca de pozo.

El efecto de una restricción en el suministro de gas en boca de pozo puede asimilarse a una restricción de capacidad en el tramo Neuquén-La Mora. Si bien hay posibilidad de transportar la capacidad contratada, la restricción del producto es la que impone la limitación.

A modo de ejemplo, se considera que la restricción del 20% en el suministro de gas es asignada en partes iguales para el mercado interno y externo.



	MMm³/d		
	Diseño	Restricc	Utilizac
Capacidad Nqn - La Mora	31,4	25,1	
Capacidad La Mora - Bs As	23,0	18,4	
Capacidad GasAndes	8,4	6,7	

- Gasoducto Centro Oeste.
- Gasoducto Centro Oeste - GasAndes.

3.4 Análisis en detalle Restricciones tramo Neuquen La Mora.

PREMISAS CONSIDERADAS

En La Mora Argentina.

De acuerdo a las Pautas del Despacho, cuando estamos en emergencia, se deberá proteger la Demanda Ininterrumpible. Se establece en las mismas que el orden de los cortes deberá ser el siguiente: TI³ (a prorrata de los despachados), y luego el TF⁴ de acuerdo al siguiente orden de prelación: IT, ID, FT, FD y ED.

Asimismo vemos que en la Addenda modificatoria N° 1, no se estableció ningún parámetro adicional o modificadorio a este criterio.

Por otro lado, el Protocolo Sustituto del Protocolo N° 2 del ACE N° 16⁵, establece claramente para casos de fuerza mayor o fortuitos que: “Se procederá de acuerdo al principio de no-discriminación respecto de los consumidores afectados...debiéndose mantener...la proporcionalidad existente en condiciones normales”.

³ Transporte Interrumpible.

⁴ Transporte Firme.

⁵ Ver Análisis de Acuerdos, Tratados y Protocolos.

Basados en los puntos anteriores, ante una restricción en el transporte de TGN en algún punto desde Loma la Lata hasta La Mora, o bien en la producción general en el Área Neuquina⁶, respetaremos esta premisa en que los cortes serán proporcionales a los Contratos Firmes de Cargadores, sean éstos Argentinos o Chilenos. No obstante volveremos sobre este punto para situaciones en que el Sistema se encuentra en estado de Alerta, Crítico o de Emergencia⁷.

Destacamos nuevamente que dada la configuración física del Sistema de transporte, es decir de los gasoductos desde Loma La Lata hasta la Planta Compresora La Mora de T. G. N., la definición de Transporte Firme y por lo tanto la forma en que se construyen los gasoductos, no es posible transportar aguas abajo de La Mora el gas natural que se hubiera cortado a GasAndes. El volumen diferencial (Δ) a mover sería insignificante, y propio de alguna pequeña flexibilidad de transporte de tipo operativo.

Excluimos de nuestro análisis los casos temporarios de disminución de inyección de productores que puedan manejarse dentro de las pautas y criterios comerciales. Se adopta para estas situaciones el mismo criterio de la Addenda en cuanto a reducciones: estamos en los casos en que las reducciones son menores al 40% de la inyección total para Sistema en Estado Normal, o represente menos del 25% si el estado fuera de Alerta, Crítico o de Emergencia.

Aquí adoptaremos una **fuerte premisa** que es la siguiente: en situaciones de crisis o de emergencia los criterios que deben primar son los de contingencia y no los comerciales. Sobre esta base, si la situación superara el 40% ó 25% según sea el estado del Sistema, el gas inyectado y el gas de inventario de TGN y/o GasAndes carecerá de asignación. Superada la instancia se discutirán y saldarán los asuntos comerciales, sobre la base de condiciones económicas que deberán ser previamente acordadas y establecidas.⁸

A modo de ejemplo podemos decir, siendo a la fecha la suma de los Contratos Firmes de Exportación aprox. el 27% del total que se transporta por La Mora Argentina, (correspondiendo el restante 73% al mercado local), una restricción de Xm^3 será prorrateada así: $0.27*X$ para la exportación y $0.73*X$ para el mercado local.

Las transportistas deberán contar en este punto con la apertura de las demandas locales y de exportación, en lo referido a su demanda actual ininterrumpible, al mínimo técnico y al resto de la demanda firme.

Entendiendo por ininterrumpibles a los Residenciales y Comerciales, definimos otra **premis fuerte**: los Mínimos Técnicos son aquellos cuya parada causaría más daño que el beneficio que se derivaría de su corte, ya sea a sí mismo o a terceras partes (y sea éste técnico o económico).

A modo de algunos ejemplos no excluyentes, son los volúmenes de gas que forman parte de un proceso (Ej. horno de fundición de una industria, ó máquina o grupo de máquinas de termo generación que de detenerse implicaría(n) un riesgo cierto de abastecimiento al Sistema Interconectado Chileno, o Argentino según sea el caso).

⁶ Casos puntuales de un productor, manejará sus restricciones directamente con su(s) Cargador(es), no siendo objeto de este análisis.

⁷ Puntos 6.2; 6.3 y 6.4 respectivamente de las Pautas.

⁸ Asumimos que el corte no llega a afectar a los Ininterrumpibles (Ver Tabla “Programa de Restricciones. Hoja de Datos” en Punto 3.6).

Entonces, si las proporciones de la crisis o la emergencia fueran tales que el tiempo requerido para su solución o reparación, se extendiese lo suficiente como para hacer peligrar el suministro a los Ininterrumpibles de ambos lados, se reasignarán los volúmenes de gas.

Se tendrá en cuenta una reasignación que sume Ininterrumpibles y Mínimos Técnicos Totales (tanto locales como de exportación) $(In+MT)_{Tot}$ con igual precedencia, y por otro lado al resto del firme. Tan pronto como se conozca que la situación mencionada pudiera darse con una certeza superior al 50% de requerir mayor tiempo, se procederá a interrumpir al resto del firme, en pos de este nuevo grupo $(In+MT)_{Tot}$ formado por los Ininterrumpibles y los Mínimos Técnicos.

Como en general los cortes necesarios no coincidirán con la suma de $(In+MT)_{Tot}$, la prorrata se realizará –al cortar volúmenes comprendidos entre el Firme y el $(In+MT)_{Tot}$, en proporción a estos últimos volúmenes hasta llegar a los mismos.

En caso de ser necesario cortar por debajo de $(In+MT)_{Tot}$, se seguirán en cambio los lineamientos que se hayan establecido en los Planes de Contingencia y Emergencia respectivos, teniendo en cuenta aspectos de seguridad a las personas y a los bienes, y previendo sobre todo su rehabilitación. Se considerarán otros aspectos como por ejemplo hospitales, hogares de niños, geriátricos, etc.

En La Mora GasAndes.

En forma análoga definimos aquí dos situaciones, que son las dadas por los porcentajes de la Addenda modificatoria.

Si estamos por debajo del 40% ó del 25% según sea el estado del Sistema de GasAndes, se priorizarán los consumos ininterrumpibles y se dejará librado a un manejo comercial al resto de los volúmenes de gas.

Los precios de compra y venta para estos casos se acordarán de antemano, y se definirán en forma genérica. Así por ejemplo *Y veces* el m^3 de gas, o *Z veces* el transporte desde el punto A hasta el punto B, según se trate de precio de gas o de transporte.

Para porcentajes mayores al 40% ó 25%, seguiremos el mismo criterio definido en La Mora Argentina: Definido el nuevo grupo formado por Ininterrumpibles más Mínimos Técnicos $(In+MT)_{Ch}$, y el Resto, se reasignarán en consecuencia con prioridad a los primeros por sobre los segundos.

3.5 Información Operativa y Comercial.

Loma La Lata.

Las inyecciones en el área Neuquina a la fecha, en función de los Contratos de Transporte Firme existentes, son de $33.5 \text{ MMm}^3/\text{día}$ (incluyendo el combustible necesario para el transporte).

En caso de una contingencia en el Sistema Argentino, los volúmenes típicos a reducir son de aproximadamente 4 a 5 MMm³/día. Solamente para un caso extremo se deberían reducir 20 MMm³/día.

En caso de tratarse de una reducción de inyección por parte de los Productores los volúmenes de inyección pueden ser tan bajos como 0 (cero) m³/día.

En el nodo La Mora la suma de los Contratos Firmes de exportación a Chile (sin combustible) representan a la fecha el 27% del total en dicho nodo, y los del mercado local el restante 73%.

Los Clientes de exportación más importantes son: Metrogas Santiago, Eléctrica Santiago, Endesa y Colbún.

Los Clientes locales más importantes son las Distribuidoras Cuyo, BAN, Litoral, Metrogas y Ecogas, y Centrales térmicas (CTM, AES Uruguayana), y como dijimos antes los de exportación a Brasil (a través de TGM) y Uruguay.

3.6 Programa de Cálculo de Restricciones.

Se ha desarrollado un programa básico en una Hoja Excel cuyos Datos de Entrada son los siguientes:

PROGRAMA DE RESTRICCIONES. Hoja de Datos.							
Contratos Argentinos	C. F.	Ininterr.	Mín. Téc.	Inint+MT%	Inint+MTm ³	Peso	Solicitud Interr.
Contratos Chilenos							
Distco Uno	4.400	0,25	0,10	0,35	1.540	14,21%	660
Distco Dos	3.400	0,35	0,15	0,50	1.700	15,69%	425
Distco Tres	3.300	0,15	0,10	0,25	825	7,61%	330
Central Térmica Uno	3.100	0,00	0,25	0,25	775	7,15%	0
Distco Cuatro	2.300	0,25	0,10	0,35	805	7,43%	288
Central Térmica Dos	1.800	0,00	0,25	0,25	450	4,15%	0
Distco Cinco	1.500	0,30	0,10	0,40	600	5,54%	150
Gran Usuario Uno	900	0,00	0,15	0,15	135	1,25%	135
Gran Usuario Dos	750	0,00	0,75	0,75	563	5,19%	0
Gran Usuario Tres	700	0,00	0,75	0,75	525	4,84%	0
Gran Usuario Cuatro	350	0,00	0,00	0,00	0	0,00%	0
Distco Seis	300	0,25	0,10	0,35	105	0,97%	60
Distco Siete	150	0,30	0,15	0,45	68	0,62%	30
Distco 1	3.270	0,10	0,15	0,25	818	7,54%	164
Central Térmica 1	2.000	0,00	0,50	0,50	1.000	9,23%	200
Central Térmica 2	1.600	0,00	0,30	0,30	480	4,43%	160
Central Térmica 3	1.500	0,00	0,30	0,30	450	4,15%	150
	22.950						2.078
	8.370						674
	31.320						2.751

En la primer columna se muestra el listado de los *Clientes Argentinos y Chilenos*, y su respectiva Capacidad Firme contratada (CF).

En la columna de *Ininterrumpible*, siguiendo el criterio ya explicado más arriba, se muestran cuáles son los porcentajes que cada Cliente tiene en estas condiciones.

La columna de *Mínimos Técnicos*, basados en las premisas ya discutidas anteriormente, indica qué porcentajes corresponden a cada Cliente.

La última columna indica una supuesta solicitud de Transporte Interrumpible, que podría considerarse más o menos invariable a lo largo de un cierto período de tiempo.

Todos los valores de la Tabla son indicativos, no teniendo relación directa con los verdaderos Cargadores, ni con sus Capacidades Contratadas, de modo de salvaguardar su confidencialidad.

Resolución. Salidas.

Entrando el Volumen de inyección posible en el Área Neuquina, como explicamos, ya sea por condiciones operativas de transporte o de inyección, y el Estado del Sistema, el Programa calcula la Asignación a cada uno de los Cargadores.

A modo de ejemplo, si no existieran restricciones y además hubiese algún volumen disponible para transportar como T. I., la resolución sería la siguiente:

PROGRAMA DE RESTRICCIONES. Input - Output			
INPUT	Cargadores Argentinos	OUTPUT	
	Cargadores Chilenos	Asignaciones	TI
Inyección 32.000	Distco Uno	4.400	163
Estado Sist. Normal	Distco Dos	3.400	105
	Distco Tres	3.300	82
	Central Térmica Uno	3.100	0
	Distco Cuatro	2.300	71
	Central Térmica Dos	1.800	0
	Distco Cinco	1.500	37
	Gran Usuario Uno	900	33
	Gran Usuario Dos	750	0
	Gran Usuario Tres	700	0
	Gran Usuario Cuatro	350	0
	Distco Seis	300	15
	Distco Siete	150	7
	Distco 1	3.270	40
	Central Térmica 1	2.000	49
	Central Térmica 2	1.600	40
	Central Térmica 3	1.500	37
	Contratos Argentinos	22.950	514
	Contratos Chilenos	8.370	166
	Total	31.320	680
		TOTAL TF + TI =	32.000

En este caso no existen Cortes, y el T. I. se asigna en forma proporcional a la demanda del mismo.

Para un Estado **Normal**, y con restricciones menores al 40% tendríamos:

El T. I. se habrá restringido a cero, y se habrán prorrateado las asignaciones en función de los Contratos Firmes.

PROGRAMA DE RESTRICCIONES. Input - Output					
INPUT		Cargadores Argentinos		OUTPUT	
		Cargadores Chilenos		Asignaciones	TI
Inyección	28.000	Distco Uno	3.934	0	
Estado Sist.	Normal	Distco Dos	3.040	0	
OUTPUT		Distco Tres	2.950	0	
		Central Térmica Uno	2.771	0	
% Corte	10,60	Distco Cuatro	2.056	0	
Volumen Asig.	31.320	Central Térmica Dos	1.609	0	
Iny. Interr.	0	Distco Cinco	1.341	0	
		Gran Usuario Uno	805	0	
		Gran Usuario Dos	670	0	
		Gran Usuario Tres	626	0	
		Gran Usuario Cuatro	313	0	
		Distco Seis	268	0	
		Distco Siete	134	0	
		Distco 1	2.923	0	
		Central Térmica 1	1.788	0	
		Central Térmica 2	1.430	0	
		Central Térmica 3	1.341	0	
		Contratos Argentinos	20.517	0	
		Contratos Chilenos	7.483	0	
		Total	28.000	0	
			TOTAL TF + TI = 28.000		

Para un Estado **Normal**, con restricciones superiores al 40% la respuesta sería la siguiente, en la que:

El T. I. se restringió a cero, y el criterio de prorrata de las asignaciones será proporcional a la suma de Ininterrumpibles más Mínimos Técnicos de cada Cargador.

PROGRAMA DE RESTRICCIONES. Input - Output					
INPUT		Cargadores Argentinos		OUTPUT	
		Cargadores Chilenos		Asignaciones	TI
Inyección	18.000	Distco Uno	2.558	0	
Estado Sist.	Normal	Distco Dos	2.824	0	
OUTPUT		Distco Tres	1.370	0	
		Central Térmica Uno	1.287	0	
% Corte	42,53	Distco Cuatro	1.337	0	
Volumen Asig.	31.320	Central Térmica Dos	747	0	
Iny. Interr.	0	Distco Cinco	997	0	
		Gran Usuario Uno	224	0	
		Gran Usuario Dos	934	0	
		Gran Usuario Tres	872	0	
		Gran Usuario Cuatro	0	0	
		Distco Seis	174	0	
		Distco Siete	112	0	
		Distco 1	1.358	0	
		Central Térmica 1	1.661	0	
		Central Térmica 2	797	0	
		Central Térmica 3	747	0	
		Contratos Argentinos	13.437	0	
		Contratos Chilenos	4.563	0	
		Total	18.000	0	
			TOTAL TF + TI = 18.000		

Para un Estado del Sistema en **Alerta**, y restricciones superiores al 20%, sería:

El T. I. se restringió a cero, y el criterio de prorrata de las asignaciones será, como en el caso anterior, proporcional a la suma de Ininterrumpibles más Mínimos Técnicos de cada Cargador.

PROGRAMA DE RESTRICCIONES. Input - Output				
INPUT		Cargadores Argentinos	OUTPUT	
		Cargadores Chilenos	Asignaciones	TI
Inyección	24.000	Distco Uno	3.372	0
Estado Sist.	Alerta	Distco Dos	2.605	0
OUTPUT		Distco Tres	2.529	0
		Central Térmica Uno	2.375	0
% Corte	23,37	Distco Cuatro	1.762	0
Volumen Asig.	31.320	Central Térmica Dos	1.379	0
Iny. Interr.	0	Distco Cinco	1.149	0
		Gran Usuario Uno	690	0
		Gran Usuario Dos	575	0
		Gran Usuario Tres	536	0
		Gran Usuario Cuatro	268	0
		Distco Seis	230	0
		Distco Siete	115	0
		Distco 1	2.506	0
		Central Térmica 1	1.533	0
		Central Térmica 2	1.226	0
		Central Térmica 3	1.149	0
		Contratos Argentinos	17.586	0
		Contratos Chilenos	6.414	0
		Total	24.000	0
			TOTAL TF + TI =	24.000

4 IMPACTO DE LA CRISIS EN ARGENTINA SOBRE PRECIOS Y TARIFAS.

4.1 Ley de Emergencia N° 25.561

En enero de 2002, el Senado y la Cámara de Diputados de la Nación, declararon la emergencia pública en materia social económica, administrativa, financiera y cambiaria mediante el dictado de la Ley 25.561 delegando en el Poder Ejecutivo determinadas facultades.

Entre las medidas, la Ley de Emergencia estableció:

- a) abandonar la convertibilidad como paridad 1 a 1 entre el peso y el dólar,
- b) dejar sin efecto las cláusulas de ajuste en dólares o en otras divisas y las cláusulas contractuales indexatorias basadas en índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo indexatorio previsto en los contratos celebrados por la Administración Pública Nacional bajo normas de derecho público, incluyendo los de obras y servicios.

Estas medidas impactaron fuertemente en los contratos de los servicios públicos dado que establecen la pesificación y el congelamiento de sus cuadros tarifarios. Es por ello, que se autoriza al Poder Ejecutivo a renegociar los contratos con la Administración Pública que tengan por objeto la prestación de servicios públicos, fijando determinadas pautas para su ejecución. Así lo expresan los artículos 8° y 9° de la Ley.

Capítulo II del Ley 25.561

De las obligaciones originadas en los contratos de la administración regidos por normas de derecho público

ARTICULO 8° – Dispónese que a partir de la sanción de la presente ley, en los contratos celebrados por la Administración Pública bajo normas de derecho público, comprendidos entre ellos los de obras y servicios públicos, quedan sin efecto las cláusulas de ajuste en dólar o en otras divisas extranjeras y las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo indexatorio. Los precios y tarifas resultantes de dichas cláusulas, quedan establecidos en pesos a la relación de cambio UN PESO (\$ 1) = UN DOLAR ESTADOUNIDENSE (US\$ 1).

ARTICULO 9° – Autorízase al Poder Ejecutivo nacional a renegociar los contratos comprendidos en lo dispuesto en el Artículo 8° de la presente ley. En el caso de los contratos que tengan por objeto la prestación de servicios públicos, deberán tomarse en consideración los siguientes criterios: 1) el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos; 2) la calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente; 3) el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios; 4) la seguridad de los sistemas comprendidos; y 5) la rentabilidad de las empresas.

4.2 Decreto PEN 689/02

Ahora bien, el Poder Ejecutivo entendió que las medidas antes mencionadas estaban dirigidas a atender las diversas situaciones de la economía doméstica generadas a raíz de la profunda crisis generada y que la pesificación tenía por objetivo atenuar el impacto de la devaluación del peso, no siendo un objetivo de la pesificación afectar negativamente el ingreso de divisas a nuestro país.

En consecuencia, y mediante el Decreto 689/2002, el Poder Ejecutivo dispone que las tarifas del servicio público de transporte de gas natural con destino a la exportación que sea realizado a través del territorio nacional mediante el empleo de gasoductos y los contratos de compraventa de gas natural destinados a la exportación cuyo precio haya sido pactado originalmente en moneda extranjera, no se encuentran comprendidos en lo dispuesto en la Ley N° 25.561.

En otras palabras, para dichos contratos para o con destino exportación, se mantienen las tarifas en dólares y sus ajustes o indexaciones. Así lo expresa el decreto:

Decreto 689/02

Artículo 1° – Dispónese, con efecto a partir del 6 de enero de 2002, que no se encuentran comprendidos en lo dispuesto en la Ley N° 25.561 y en el Decreto N° 214 de fecha 3 de febrero de 2002:

a) Las tarifas del servicio público de transporte de gas natural destinado a la exportación que sea realizado a través del territorio nacional mediante el empleo de gasoductos.

b) Los contratos para el servicio de transporte para la exportación de gas natural celebrados dentro del marco de la Resolución N° 458 de fecha 2 de julio de 1997 del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS, Organismo Autárquico dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA, cuyo precio haya sido originalmente pactado en moneda extranjera.

c) Los contratos de compraventa de gas natural destinados a la exportación cuyo precio haya sido originalmente pactado en moneda extranjera.

Art. 2° – Con efecto a partir del 6 de enero de 2002, las tarifas del servicio público de transporte de gas natural destinado a la exportación que sea realizado a través del territorio nacional mediante el empleo de gasoductos, que hubieren sido calculadas en dólares estadounidenses y expresadas en pesos a efectos de su facturación, se facturarán y deberán ser abonadas en dólares estadounidenses a la relación de cambio de UN PESO (\$ 1) = UN DOLAR ESTADOUNIDENSE (US\$ 1), y se ajustarán en la forma prevista en las licencias respectivas.

Art. 3° – Con efecto a partir del 6 de enero de 2002, el precio de los contratos de servicio de transporte para la exportación de gas natural celebrados dentro del marco de la Resolución N° 458 de fecha 2 de julio de 1997 del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS, Organismo Autárquico dependiente del MINISTERIO DE ECONOMIA, pactados en dólares estadounidenses, se facturarán y deberán ser abonados en aquella moneda y se ajustarán en la forma prevista en los respectivos contratos.

Art. 4° – Con efecto a partir del 6 de enero de 2002, el precio de los contratos de compraventa de gas natural destinados a la exportación, pactados en dólares estadounidenses se facturarán y deberán ser abonados en aquella moneda y se ajustarán en la forma prevista en los respectivos contratos.

4.3 Tarifas y Precios

El gas que llega a Chile desde la Argentina, a modo de ejemplo a Santiago de Chile desde la cuenca neuquina, además del precio gas en boca de pozo, debe abonar el costo de transporte por el Sistema de Gasoductos de Transportadora de Gas del Norte (TGN) y por el transporte en el Gasoducto GasAndes.

4.3.1 Precio de Gas en Boca de Pozo

Los precios de gas en boca de pozo son pactados libremente entre las partes, y los contratos establecidos preponderantemente en moneda dólar, en particular para los casos de exportación.

Durante la vigencia de la Ley de Convertibilidad podemos decir que los precios para el mercado exportación estaban prácticamente en línea con los precios del mercado interno. Su valor en la cuenca neuquina era del orden de los 1,30 \$/US\$ por MMBTU, ajustándose durante la vigencia de los contratos por algún factor relacionado con el valor del petróleo, el PPI u otros.

Dictada la Ley de Emergencia y el Decreto 689/02 se produce la brecha entre el precio para ambos mercados, mientras en mercado de exportación se mantiene en moneda dólar el mercado interno es pesificado.

Esta situación genera un impacto económico significativo en la actividad de producción de gas natural. Dicha actividad requiere de fuertes inversiones en perforación para compensar la declinación natural de la producción de los pozos en actividad, del orden del 10% anual, además de las inversiones necesarias para satisfacer demandas incrementales.

Se torna inevitable que los precios del mercado interno sean recompuestos gradualmente hasta llegar a niveles suficientes como para viabilizar dichas inversiones.

Considerando que los costos de la actividad de exploración, perforación y producción de gas natural no se compone solo de insumos importados, sino también de insumos nacionales, es dable esperar que su nuevo precio se ubicará por debajo de su valor actual para el mercado de exportación, así como también es dable esperar que los precios para ambos mercados converjan, como ocurría durante la vigencia de la Ley de Convertibilidad.

4.3.2 Servicio de Transporte en el Gasoducto GasAndes.

Este gasoducto no forma parte del sistema licenciado por haber sido construido bajo la figura prevista en el inciso b) del artículo 16 de la Ley de Gas N° 24.076 del “Tercero Interesado”.

A diferencia del sistema licenciado, en el que las tarifas son fijadas y aprobadas por el ENARGAS, en los casos realizados a través de la figura del Tercero Interesado, la tarifa surge de la negociación y acuerdo de las partes, sin perjuicio de la participación del ENARGAS en otros aspectos no tarifarios.

Podemos concluir que en ambos casos, precio de gas en boca de pozo y transporte por gasoducto de exportación, la tarifa es libremente pactada y acordada entre las partes y establecida contractualmente en dólares estadounidenses.

4.3.3 Servicio de Transporte en el Sistema de TGN

A diferencia de los casos anteriores, la tarifa de transporte en el sistema de TGN, por ser un servicio público regulado, surge de los Cuadros Tarifarios aprobados por el ENARGAS.

Dichas tarifas, calculadas en dólares estadounidenses, eran expresadas en el momento de la facturación en pesos (\$) a la relación para la convertibilidad establecida en la Ley de Convertibilidad (Punto IX de las Reglas Básicas de la Licencia).

Abandonada la misma al dictarse la Ley 25.561, las tarifas fueron pesificadas al tipo de cambio uno a uno y suspendido su ajuste por el índice PPI, como fuera mencionado anteriormente. Finalmente, la pesificación que se aplicó solo para el mercado interno como consecuencia del dictado del Decreto 689/02, por el cual se redolarizaron y se permitió el ajuste de las tarifas con destino exportación.

De esta manera se generan dos cuadros tarifarios para una misma ruta de transporte dependiendo el destino del gas. Uno de ellos, para el mercado interno (en pesos y sin ajuste por PPI) y otro con destino el mercado de exportación (en dólares y con ajuste por PPI).

A modo de ejemplo, se adjunta una comparativa de tarifas para una misma ruta de transporte, dependiendo de su destino.

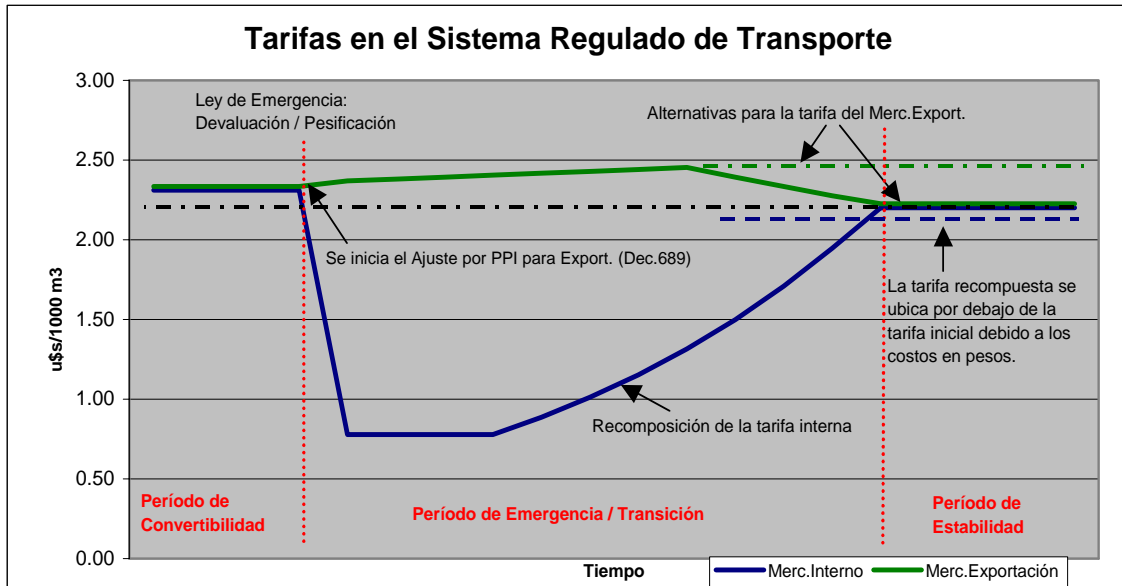
Tarifas de Transporte en el Sistema Regulado Argentino						
Ruta de Transporte Zona Recepción / Entrega	Mercado Interno \$/1000 m3	Destino Mercado Exportación			Diferencia \$/1000 m3	Variación Porcentual
		u\$/1000 m3	Tipo Cbio	\$/1000 m3		
Neuquén - Neuquén (TGN)	3.415155	3.790959	3.00	11.372877	7.957722	233.01%
Neuquén - Aldea Brasileira (TGN)	16.509207	18.325883	3.00	54.977649	38.468442	
Neuquén - Buenos Aires (TGS)	14.922519	16.564595	3.00	49.693785	34.771266	

Tarifas para el Servicio de Transporte Interrumpible vigentes desde el 1° de julio de 2003 al 31 de diciembre de 2003
 TGN : Transportadora de Gas del Norte S.A.
 TGS : Transportadora de Gas del Sur S.A.

4.4 Sostenibilidad en el tiempo

4.4.1 Tarifas en el Sistema de Transporte regulado de TGN.

Para analizar este aspecto nos ayudaremos con el siguiente gráfico, haciendo previamente la salvedad que, con excepción de la relación de 3 a 1 entre la tarifa de transporte para el mercado de exportación y el mercado interno al momento del dictado de la Ley de Emergencia considerando un tipo de cambio de \$3 por dólar, los plazos que demanden los procesos de recomposición y los niveles y evolución tarifaria son solo a efectos ilustrativos pretendiendo solo mostrar tendencias.



Como se puede observar, distinguimos tres períodos en el tiempo. Ellos son:

- 1- Durante el período de convertibilidad.
- 2- Durante la emergencia y la transición.
- 3- Una vez alcanzada nuevamente la estabilidad económica.

Mientras tuvo vigencia la Ley de Convertibilidad, las tarifas eran las mismas tanto para el mercado interno como para el de exportación. Las tarifas máximas contenidas en los Cuadros Tarifarios aprobados por el ENARGAS, debían ser suficientes como para proveer a los transportistas que operasen en forma prudente la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer todos los costos, impuestos, amortizaciones y una rentabilidad razonable (Artículo 38 de la Ley 24.076).

Dictada la Ley de Emergencia y el Decreto 689/02 se genera la brecha tarifaria que puede apreciarse en el gráfico, entre el servicio de transporte para el mercado interno y el de exportación.

Un alto porcentaje de los costos de inversión de la actividad de transporte, esencialmente cañería y plantas compresoras, son de origen importado al igual que los costos de operación y mantenimiento, por lo que la devaluación de peso (\$) del orden del 200% al día de hoy ha impactado fuertemente a la industria.

Adicionalmente al incremento del costo de los insumos importados, los costos internos también han sufrido importantes incrementos como se refleja en el Índice de Precios Industriales (IPIM) del orden del 120% desde la salida de la convertibilidad, o del índice de Precios al Consumidor (IPC) con un incremento cercano al 60%.

Esta situación hace que los ingresos no sean suficientes como para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 38 de la Ley 24.076, acerca de la cobertura de costos y

una rentabilidad razonable, lo que hace que esta situación no sea sostenible en el tiempo.

Sin lugar a dudas, las tarifas del mercado interno deberán seguir un sendero de recomposición que las ubique en un nivel suficiente como que las compañías sean viables de forma tal de poder operar el sistema en forma segura y confiable, además de viabilizar las inversiones en expansiones de los sistemas, actualmente imposible de llevar a cabo.

En este momento nos encontramos en el Período de Emergencia o Transición, período en el cual las tarifas para el mercado interno deberían ir recomponiéndose gradualmente. Dado el alto componente de insumos en moneda de origen dólar y el incremento de los costos internos, el nivel tarifario requerido por el mercado interno debería encontrarse cercano a la tarifa en dólares. Ello, si se mantiene el nivel inicial de rentabilidad y no se erosiona el valor de los Activos de la transportista.

Ya en un Período de Estabilidad, y partiendo de la premisa que nos encontramos frente a un mismo servicio de transporte, es coherente pensar que las mismas deberían ser similares, independientemente de su destino. En otras palabras, se cobraría la misma tarifa para un mismo servicio, y en segundo lugar, sería un punto de partida lógico si se piensa en una “integración” con Chile en el sentido amplio de la palabra.

Otra posibilidad es que si la “integración” no es un objetivo primordial para el gobierno nacional, podría mantenerse un subsidio cruzado entre la tarifa del mercado interno y el de exportación. Ello es, determinado el ingreso necesario para la transportista, en función a lo establecido en el Marco Regulatorio, aplicar una mayor tarifa al mercado externo lo que implicaría la necesidad de un menor nivel tarifario para el mercado interno a efectos de obtener dicho ingreso requerido.

Por el contrario, para el supuesto que la tarifa del sistema de transporte no sea recompuesta como para viabilizar las expansiones, las alternativas para concretar una expansión en el sistema podrían ser: a) que el destino de la capacidad adicional requerida sea el mercado de exportación, lo que implica que la tarifa que se perciba por el servicio sea la tarifa en dólares, o b) que si es para el mercado interno, se aplique una sobre tarifa o tarifa incremental suficiente.

En ambos casos, dada la dificultad financiera que atraviesan las empresas Licenciatarias de transporte y su imposibilidad de acceso al crédito, será necesario un prepagado de parte o la totalidad de la capacidad requerida, dependiendo esto de cada caso, para financiar la obra de expansión. Algunos consideran como una alternativa de solución para el caso b) a la financiación de la expansión a través de un fondo fiduciario, particularmente cuando se trate de consumos ininterrumpibles.

4.4.2 Recomposición del precio de gas en boca de pozo. Afectación el suministro.

Ya hemos visto anteriormente que los inconvenientes de suministro de gas a Chile vinculados al sistema de transporte regulado de TGN solo pueden generarse por inconvenientes en el tramo Neuquén – La Mora; y que las necesidades de

ampliaciones de capacidad en ese sistema podrían ser viables a una tarifa dolarizada y con un prepagado suficiente como para financiar la obra de expansión.

Pero subsiste un inconveniente, y es el del precio de gas en boca de pozo si su precio no se recupera en el mercado interno y viabiliza las inversiones necesarias como para contrarrestar la declinación natural de los pozos y satisfacer demandas incrementales. Ello independientemente que el mercado de exportación abone precios en dólares, ya que el volumen de gas extraído con destino al mercado interno continuaría pesificado.

De mantenerse esta situación, nos llevaría a un estado de déficit de abastecimiento de gas generalizado, que sin lugar a dudas pondrá en riesgo el suministro.

4.5 Exportaciones de gas desde Canadá a los Estados Unidos

Análisis de las reglas para las exportaciones de energía a los Estados Unidos establecidas por el Canadian National Energy Board y comparación con la problemática Argentina.

4.5.1 Base sobre la cual el National Energy Board (NEB) autoriza las exportaciones de gas de Canadá

A mediados de los 80, los gobiernos federal y provinciales acordaron desregular el mercado de gas natural, creando de esta forma un mercado libre para las transacciones.

Como parte de este acuerdo, se requirió al NEB que implemente un método para evaluar las Licencias de Exportación que fuera consistente con la política del nuevo marco regulatorio.

Luego de una Audiencia Pública, el NEB implementó el Procedimiento basado en el Mercado (MBP), para evaluar y juzgar las propuestas antes de otorgar una Licencia de Exportación de gas.

El MBP se funda en la premisa que el mercado operará generalmente de modo que los requerimientos Canadienses de gas natural se deben brindar a precios de mercado justos. La premisa principal es que los compradores de gas natural Canadienses tienen la oportunidad de comprar gas natural en términos y condiciones similares a las ventas propuestas para la exportación. Si tal oportunidad no se provee, los compradores de gas natural Canadiense pueden quejarse al NEB antes que se haga lugar a la exportación.

Dado que es responsable en la adjudicación del gas para exportación, el NEB requiere un entendimiento de la naturaleza de los acuerdos comerciales involucrados en una propuesta de exportación. Determina entonces la duración del contrato propuesto examinando entre otras cosas las reservas disponibles y los volúmenes requeridos, y los suministros contemplados en los contratos comerciales entre comprador y vendedor.

4.5.2 National Energy Board Act

*PART VI (OIL AND GAS) REGULATIONS.
PC 1996-626 30 Abril 1996.*

Parte I. General.

Se requiere la aprobación del Gobernador del Consejo previo a la emisión de una licencia de exportación de gas, importación de gas o exportación de crudo.

El NEB puede *suspender* una licencia de exportación, en caso de no haberse cumplido con términos o condiciones y *revocarla* si el tenedor de la misma rehúsa cumplir con lo impuesto por el NEB en la suspensión.

Inspecciones: Un miembro del NEB o autorizado por él, para llevar a cabo una inspección puede entrar en las instalaciones de producción de gas, o recuperado para exportar, o donde es exportado o importado.

Tiene amplias facultades para inspeccionar instrumentos, aparatos, plantas, equipos, libros, registros y hacer las pruebas que estime convenientes.

Se establecen asimismo las unidades de medida y las condiciones estándares que debe cumplir.

Parte II. Gas.

El requerimiento a presentar al NEB antes de la exportación incluye la siguiente información:

- *Términos y Condiciones* (Duración; Máximos diario, anual y total de gas a exportar; Puntos de exportación; Flexibilidades operativas).
- *Información Soporte sobre el suministro* (dedicado o no; reservas)
- *Mercado* (Ventas, Copias de los Contratos y sus Términos y Condiciones).
- *Tipo de Suministro* (En caso de ser diferente a un pool dedicado, campo o área; balance de las reservas)
- *Acuerdo de Transporte* (Dentro y fuera de Canadá; Copia de los Contratos de Transporte; Otras instalaciones requeridas como almacenaje, hacia el punto de exportación).
- *Potenciales efectos en el medio ambiente.*
- *Evaluación del impacto* (Si los Canadienses pudieran tener dificultades en satisfacer su demanda a precios justos de mercado)
- *Autorizaciones Federales y Provinciales* (De producción; de importación; de transporte; tarifas; instalaciones, etc.).
- *Llenado de otros formularios típicos.*

En función de la presentación de la información, el NEB emitirá una Orden de exportación o importación según sea el caso, con todos los términos y condiciones especificados permitidos.

5 ASPECTOS AMBIENTALES.

5.1 Generalidades. Situación frente al intercambio energético.

En lo que a los intercambios entre la República Argentina y Chile se refiere, la situación es bastante particular considerando que Chile es un importador nato de gas natural argentino, ya sea en estado gaseoso a través de los gasoductos o transformado en energía eléctrica a través de las líneas de alta tensión. Esta situación pone a Chile en una posición de dependencia hacia la Argentina respecto del recurso, y adicionalmente impone a la Argentina extremar el uso responsable del recurso.

Si analizamos el desarrollo de actividades del lado argentino, nos encontramos con que no solo la exportación de gas natural representa la utilización de un recurso no renovable, sino que ello lleva consigo los impactos vinculados a la propia actividad de perforación y producción de gas natural al impacto que los gasoductos provocan principalmente en su etapa de construcción, si bien de menor relevancia.

Es importante destacar que existen reglamentaciones y disposiciones en la materia tendientes a minimizar y paliar dichos impactos, pero dicho tema excede el alcance de esta Tesina.

Por el contrario, del lado chileno nos encontramos con la posibilidad de la utilización de un combustible limpio, como es el gas natural, que llega a sus centros de consumo, industrias y centrales térmicas sin más que el impacto que puede producir el gasoducto de interconexión.

Dicho balance de perjuicios y beneficios en lo que al medio ambiente se refiere tiene y debe ser tenido en cuenta en un proceso de integración.

Sin perjuicio de lo expresado anteriormente, es importante destacar la delicada situación de Chile en lo que al Medio Ambiente se refiere, situación en parte consecuencia de sus condiciones geográficas y meteorológicas. Es por ello que realizaremos un breve resumen de dichas condiciones y de las medidas tomadas por Chile para controlar la situación.

5.2 Situación Ambiental en Chile.

Dentro del tema que nos ocupa, analizaremos sobre todo lo que ocurre en el tema calidad de aire en la Capital de Chile, por ser el lugar destino de las exportaciones de gas de GasAndes, ya sea para consumo en termo - generación como para domiciliario, y por las condiciones específicas que allí se dan.

Tanto las condiciones geográficas como meteorológicas contribuyen a que Santiago presente una deficiente calidad del aire durante el período otoño-invierno de cada año.

- **Condiciones Geográficas.**

La Ciudad de Santiago se encuentra ubicada entre cadenas montañosas de más de mil metros de altura. Por el norte, se levantan los cerros de Chacabuco, al este la Cordillera de Los Andes, al oeste la Cordillera de la Costa y al sur, Angostura de Paine. La presencia de estas montañas debilita los vientos, lo que incide directamente en la acumulación de contaminantes atmosféricos, ya que, si los vientos son débiles, no son capaces de transportar las partículas y gases generados por la actividad propia de una urbe como Santiago.

- **Condiciones meteorológicas.**

Casi todo el año, la Región Metropolitana presenta una inversión térmica de subsidencia, la cual tiene el mismo efecto de un techo, impidiendo la mezcla del aire de las capas inferiores con el que está a más altura. Esto ocasiona condiciones desfavorables de ventilación, por lo cual los contaminantes permanecen encerrados, en contacto con la gente y la naturaleza. Otro factor meteorológico que empeora las condiciones de ventilación es la vaguada costera que, en términos simples, es una onda de presión que se manifiesta, en una primera fase, con un sentido noreste, propiciando la acumulación de contaminantes sobre Santiago. En una segunda fase, los vientos de la vaguada van de mar a cordillera, ingresando aire costero húmedo cargado de pequeñas gotitas de agua, el que contribuye a limpiar la atmósfera.

5.2.1 SESMA.

El Servicio de Salud Metropolitano del Ambiente (SESMA) forma parte de los 29 servicios pertenecientes al Sistema Nacional de Servicios de Salud dependiente del Ministerio de Salud de Chile. La particularidad del Sesma es que es el único servicio de salud del país que tiene como competencia exclusiva las materias sanitario ambientales. Fue creado en 1982 y su campo de acción incluye sólo la Región Metropolitana de Santiago.

La gestión del SESMA es autónoma, ya que es un servicio público funcionalmente descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio.

En el resto de las regiones del país, las materias propias del Sesma son abordadas por los servicios de salud respectivos, quienes poseen competencias asistenciales (atención de las personas) y sanitario ambientales.

El SESMA individualiza las diversas fuentes de contaminación como:

- Fuentes móviles
 - . Parque automotor local.
 - . Parque automotor flotante.
 - . Aeropuertos.
- Fuentes Fijas:
 - . Residenciales (chimeneas de calefacción de hogar abierto o de doble cámara).
 - . Servicios (panaderías, lavanderías y procesos).
 - . Industriales (Calderas industriales).
 - . Megafuentes (Centrales termo eléctricas).
- Fuentes Difusas:
 - . Quemadas agrícolas.
 - . Quemadas ilegales.

- Incendios.
- Fuentes naturales y biogénicas.
 - Suelos.
 - Especies autóctonas.
 - Cuerpos de aguas (aguas estancadas, tanques).

La participación de cada una de las fuentes en el total de la contaminación ambiental que considera es la siguiente:

Fuente	% Participación
Buses	21
Camiones	13
Vehículos livianos	14
<i>Total Fuentes móviles</i>	48
Fijas Combustión	12
Fijas Procesos	14
Residenciales	7
<i>Total Fuentes fijas</i>	33
Quemas, crianza animales, aguas servidas	19
<u>Total fuentes aereales</u>	19
<u>Total Fuentes</u>	100

5.2.2 Antecedentes.

En 1986 se tomó la primera medida para restringir las emisiones de contaminantes a la atmósfera con el establecimiento de la restricción vehicular en el Gran Santiago por parte del Ministerio de Transportes.

En 1987 se instaló en la Región Metropolitana la primera Red de Monitoreo Automática de Contaminantes Atmosféricos (Macam I) financiada por el BID.

Estaba compuesta por 4 estaciones ubicadas en la zona céntrica de la capital y una quinta estación de tipo móvil, en la comuna de Las Condes.

Otro paso importante se dio a mediados de 1990 con la restricción al funcionamiento de las fuentes contaminantes de las industrias por parte del Ministerio de Salud.

En 1997 se inició la expansión de la antigua red Macam I (a Macam II) con el fin de contar con equipos más modernos y así tener informes más rápidos de la calidad del aire. Compuesta por 8 estaciones, esta red mide 5 contaminantes: monóxido de carbono (CO), dióxido de azufre (SO₂), nitrógeno (NO₂), ozono troposférico (O₃), hidrocarburos totales: metánicos (CH₄) y no metánicos (NMH) como el benceno, tolueno.

5.2.3 Monitoreo Actual.

Actualmente, existe un sistema para enfrentar los períodos en que la cuenca de Santiago presenta escasa ventilación (otoño-invierno) y por lo tanto elevados índices de contaminación.

En este sistema interactúan y se coordinan distintas entidades públicas y académicas encabezadas por la Intendencia Metropolitana (Gobierno Regional dependiente del Ministerio del Interior) con el objetivo de tomar las medidas que la ley establece para estos casos: **alerta**, **preemergencia** y **emergencia**. Cada una de estas medidas implican grados crecientes de restricciones.

Para preemergencia hay hoy 900 establecimientos individualizados, listado que llega a 1918 para Preemergencia más Emergencia.

Existe además una red semiautomática que permite analizar y medir de qué está compuesto el material particulado. El proceso consiste en colocar unos filtros que se exponen durante 24 horas continuas y en un plazo de 3 a 4 días se tienen los resultados. La idea es contar con un registro histórico, no inmediato, que permita evaluar el comportamiento del material particulado en el tiempo.

5.2.4 Modelo Pronóstico.

El modelo Pronóstico es una herramienta que permite estimar los niveles máximos que alcanzará para el día siguiente el índice ICAP para cada una de las estaciones que componen la Red Macam II. Este modelo fue desarrollado por la Comisión Nacional del Medio Ambiente (Conama) y por el experto estadounidense Joseph Cassmasi. Posteriormente fue validado por el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile. En general, este modelo tiene una confiabilidad superior al 65% y como todo pronóstico puede errar por sobrestimación o por subestimación de los valores entregados.

El Centro Nacional del Medio Ambiente (CENMA, fundación dependiente de la Universidad de Chile) es el organismo encargado de la gestión diaria del modelo pronóstico, base fundamental para decretar medidas de prevención.

Los resultados del modelo pronóstico son utilizados como herramienta de información preventiva por parte de las autoridades regionales. De esta manera, si el valor arrojado por el modelo pronóstico supera en alguna de las ocho estaciones:

- El nivel ICAP 200 según este modelo debiera decretarse **Alerta Ambiental**.
- El nivel ICAP 300 según este modelo debiera decretarse **Preemergencia Ambiental**.
- El nivel ICAP 500 según este modelo debiera decretarse **Emergencia Ambiental** (esta medida no ha sido decretada desde 1999).

5.2.5 Compensación de Emisiones. Emisiones diarias iniciales.

El decreto N° 4 de 1992 del Ministerio de Salud, estableció dos medidas significativas destinadas a descontaminar el aire de la Región Metropolitana: el congelamiento de las emisiones de material particulado para las fuentes fijas existentes en la Región Metropolitana, así como también, la disminución de este contaminante, a través de los años.

Con esta finalidad se estableció un procedimiento de compensación de emisiones de material particulado (MP), el que obliga a toda fuente nueva puntual, obtener de una fuente ya existente un porcentaje de emisiones que pueda serle traspasado y, de esta forma, asegurar una reducción permanente de este contaminante en la región.

El decreto N° 812, de 1995 también del Ministerio de Salud, estableció la metodología y la forma de cómo y quiénes debían compensar. Finalmente, el Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica para la Región Metropolitana fijó los porcentajes de compensación para las fuentes nuevas, que actualmente es 150%. Es decir, si una nueva fuente fija va a emitir 1 kg. de material particulado al día, debe "adquirir" entre las fuentes fijas ya existentes 1,5 kilos / día de material particulado para poder funcionar.

Para llevar a cabo este proceso, las empresas interesadas deben presentar un proyecto de compensación ante el Sesma.

La última resolución respecto de este tema es el Decreto Supremo N° 20 de abril de 2000, que modifica el N° 16 de 1998, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, y es el que tiene validez a la fecha.

El Sub departamento Calidad del Aire de este Servicio de Salud establece la cantidad de Emisiones Diarias Iniciales (E. D. I) que una fuente existente puede traspasar a una nueva, basándose en un listado actualizado con esta información.

6 ANÁLISIS DE ACUERDOS, TRATADOS Y PROTOCOLOS.

Si deseamos analizar el cumplimiento de los compromisos asumidos en Acuerdos o Protocolos que vinculan a las Repúblicas de Chile y Argentina, debemos detenernos especialmente en los siguientes:

- Acuerdo de Complementación Económica (ACE) N° 16 entre la República de Chile y la República Argentina (02/08/1991).
- Protocolo Sustituto del Protocolo N° 2 del ACE N° 16 sobre Normas que Regulan la Interconexión Gasífera y el Suministro de Gas Natural entre la República Argentina y la República de Chile (07/07/1995).
- Protocolo Adicional al Acuerdo de Complementación Económica (ACE) N° 16 entre la República de Chile y la República Argentina sobre Información de los Mercados de Petróleo y Gas, y Decisiones de la Autoridad con relación al Intercambio Energético entre Chile y Argentina (29/10/2002).

6.1 Acuerdo de Complementación Económica (ACE) N° 16 entre la República de Chile y la República Argentina

Este acuerdo fue firmado en la Provincia de Buenos Aires a los 2 días del mes de agosto de 1991, y tiene por objeto:

- a) Facilitar, expandir y diversificar el intercambio comercial entre los países.
- b) Promover las inversiones recíprocas y fomentar la iniciativa empresaria.
- c) Estimular la integración física entre ambos países, a través de la facilitación del transporte, la agilización del tráfico fronterizo y el acceso a puertos.
- d) Facilitar el desarrollo de proyectos de interés común en el ámbito de la industria, la infraestructura, la energía, la minería el turismo y en otros sectores, especialmente con la activa participación del sector privado.

Dado el amplio alcance de dicho acuerdo, el mismo incorporó distintos Protocolos para las diversas actividades objeto del acuerdo. Así por ejemplo, el Protocolo N° 1 se refería a Productos de Origen Vegetal, el Protocolo N° 2 a la Interconexión Gasífera y Suministro de Gas, el Protocolo N° 3 a la Cooperación e Integración Minera y el Protocolo N° 4 al Transporte Terrestre, Marítimo y Aéreo.

6.2 Protocolo N° 2 “Normas que regulan la Interconexión Gasífera y Suministro de Gas Natural entre las Repúblicas de Argentina y Chile”

Del mismo surgen los siguientes compromisos:

- Fomentar y alentar un régimen jurídico que permita a las personas naturales o físicas y jurídicas, la libre comercialización, exportación, importación y transporte de gas natural producido en la Cuenca Neuquina de Argentina a Chile.
- No imponer restricciones a que los productores de la Cuenca Neuquina y otros dispones de gas natural de dicha cuenca exporten gas natural a Chile sobre la base de sus reservas de sus respectivas áreas de explotación y hasta un volumen máximo total de 5.000.000 m³/día.
- Garantizar la eliminación de restricciones legales, reglamentarias y administrativas a la exportación y transporte de gas natural.
- Otorgar las autorizaciones y concesiones que sean necesarias para la construcción y operación de los gasoductos, así como para el transporte del gas por los gasoductos existentes.
- Vendedores y compradores negociarán y contratarán el precio de compraventa del gas, en plazos, los volúmenes involucrados, las garantías necesarias y otras condiciones comunes a este tipo de contratos, así como el transporte de gas, a través de los gasoductos correspondientes, desde los puntos de energía hasta los centros de consumo.
- El marco normativo aplicable a la compraventa, exportación, importación y transporte de gas lo constituye la respectiva legislación de cada Estado y lo convenido en este instrumento.
- Sistema de Acceso Abierto para la operación de los gasoductos.
- Los vendedores, compradores y transportistas del gas deberán observar la legislación impositiva y aduanera aplicable a cada jurisdicción.
- El tratamiento tributario a la importación de gas en Chile no podrá ser superior al tratamiento tributario de las importaciones de derivados del petróleo, ni inferior al de los productos que utilizan gas natural como materia prima.
- El tratamiento tributario a la exportación de gas en la Argentina no podrá ser superior al tratamiento tributario de las exportaciones de derivados del petróleo, ni superior si los productos que utilizan gas como materia prima.

6.3 Protocolo Sustituto del Protocolo N° 2 del ACE N° 16. Normas que Regulan la Interconexión Gasífera y el Suministro de Gas Natural entre la República Argentina y la República de Chile.

Este Protocolo fue suscripto el 7 de julio de 1995 (4 años después del descrito anteriormente) y como aspectos diferenciales podemos mencionar:

- Mientras que el Protocolo original hacía referencia solo al gas natural producido en la cuenca neuquina, este nuevo Protocolo no se limita a esa cuenca sino que da un marco general para la actividad.

“Fomentar y alentar un régimen jurídico que permita a las personas naturales o físicas y jurídicas, la libre comercialización, importación y transporte de gas natural entre la Argentina y Chile”

- Al igual que en el articulado anterior, no hace referencia solamente al gas natural producido en la cuenca neuquina, ni se limita al volumen máximo de 5.000.000 m³/día antes establecidos.

“No imponer restricciones a que los productores y otros disponentes de gas Natural de la República Argentina y de la república de Chile exporten gas natural al país vecino, sobre la base de sus reservas y sus disponibilidades, debidamente certificadas, que a tal fin comprometan los exportadores e importadores”

- Se incorpora el concepto de “No discriminación” para los casos de fuerza mayor o casos fortuitos.

“Se procederá de acuerdo al principio de no discriminación respecto de los consumidores afectados, cualquiera sea la ubicación geográfica de estos, en los casos de fuerza mayor o caso fortuito que afecten temporalmente elementos de infraestructura que sean comunes a la exportación de Argentina hacia Chile o de Chile hacia Argentina y al consumo interno, debiéndose en todos los casos mantener la proporcionalidad existente en condiciones normales”

- Se establece un Procedimiento para la resolución de controversias.

Resolución de Controversias. Procedimiento de actuación:

- a) Las Partes se esforzarán en lograr la solución mediante la negociación directa a través de la Secretaría de Energía de la República Argentina y la Comisión Nacional de Energía de la República de Chile.*
- b) La Parte que recurra a este procedimiento deberá comunicárselo por escrito a través del organismo técnico indicado en el punto anterior al organismo técnico respectivo de la otra Parte.*
- c) El procedimiento de negociación directa no podrá extenderse por un plazo mayor de quince (15) días contados a partir de la recepción de la comunicación antes señalada, pudiéndose ,de común acuerdo, ambas Partes prorrogar por igual lapso y por una sola vez el plazo anterior.*
- d) Cuando la controversia no hubiera podido solucionarse mediante el procedimiento anterior, cualquiera de las Partes podrá recurrir al procedimiento arbitral establecido en el Segundo Protocolo Adicional del Acuerdo de Complementación Económica No. 16 entre la República Argentina y la República de Chile.*

6.4 Protocolo Adicional al Acuerdo de Complementación Económica (ACE) N° 16 entre la República de Chile y la República Argentina sobre Información de los Mercados de Petróleo y Gas, y Decisiones de la Autoridad con relación al Intercambio Energético entre Chile y Argentina

Este Protocolo, firmado el 29 de octubre de 2002, intenta generar un sistema de información entre ambos países. La Secretaría de Energía y el ENARGAS por Argentina y a la Comisión Nacional de Energía de Chile, denominados “Organismos de Información”, son los encargados de velar por el desarrollo de los sistemas de información.

Estos sistemas comprenderían en principio:

- Marco Regulatorio del Sector Hidrocarburos. Procedimientos y Normas.
- Agentes y Participantes del mercado Petrolero y de Gas.
- Mercados de Gas Natural, Combustibles Líquidos y Gas Licuado.
- Red de Gasoductos, Oleoductos y Poliductos.
- Concesiones de Transporte y/o autorizaciones de Conexiones con destino exportación, importación o Tránsito.
- Precios y Tarifas.
- Perspectivas y Planeamiento Indicativo.

Adicionalmente a los Acuerdos o Protocolos mencionados anteriormente, y a raíz de las consecuencias que puede provocar a Chile la falta de suministro de gas desde Argentina comenzaron, a inicios del año 2003, a realizarse reuniones entre equipos de trabajo de ambos países a efectos de desarrollar algunos temas de interés.

A la fecha se realizaron 2 reuniones, una de ellas el 18 de febrero de 2003 en Santiago de Chile y la otra el 13 de mayo de 2003 en Buenos Aires. El temario incluyó temas tales como:

- Proceso de revisión de las Pautas del Despacho de gas por parte del ENARGAS,
- Criterios, definiciones y procedimientos para el despacho y suministro de gas natural en situaciones de emergencia, y
- Procedimiento de coordinación para el manejo de situaciones de crisis de suministro para ambos países.

6.5 Grado de cumplimiento de los acuerdos

Analizados los alcances de los Acuerdos y Protocolos entre ambos países, evaluemos su grado de cumplimiento.

En primer lugar podemos decir que se ha dado cumplimiento a lo establecido en el Protocolo N° 2 respecto a que las partes deben pactar libremente el precio, los plazos y los volúmenes.

En relación a si la tarifa diferencial entre el mercado interno y el mercado de exportación, resultante de la aplicación del Decreto N° 689/2002, puede ser considerada que se opone al Acceso Abierto o que es discriminatoria, es importante destacar que las condiciones para Chile no se han modificado, debiendo abonar el mismo costo en dólares al que abonaba con anterioridad a la devaluación, a excepción del ajuste por PPI.

Por otra parte, el Protocolo N° 2 dice textualmente que “ *los casos de fuerza mayor o caso fortuito que afecten temporalmente elementos de infraestructura que sean comunes a la exportación de Argentina hacia Chile o de Chile hacia Argentina y al consumo interno, debiéndose en todos los casos mantener la proporcionalidad existente en condiciones normales*”. Es decir que la no discriminación a la que se

refiere no es tarifaria sino física, o sea en cuanto a la limitación en la capacidad de abastecimiento, la que no ha sido alterada por la Ley de Emergencia ni el Decreto 689.

Existe un *Tratado de Promoción y Protección Recíproca de Inversiones entre la República de Chile y la República Argentina.*

Este Tratado, en su artículo 3° establece que ninguna de las partes (Chile o Argentina) someterá en su territorio a las inversiones de nacionales o sociedades de la otra Parte Contratante (el otro país) o a las inversiones en las que se mantengan participaciones los nacionales o sociedades de la Otra Contratante a un trato menos favorable que el que se concede a las inversiones de los propios nacionales y sociedades.

Asimismo, el artículo 75° inciso 22 de la Constitución Nacional establece que los tratados y concordatos tienen jerarquía superior a las Leyes.

En consecuencia corresponde analizar si se ha dado debido cumplimiento a esta "Cláusula de Trato Nacional". Para ello cabe recordar que la igualdad de trato de las inversiones, debe circunscribirse al concepto de igualdad elaborado jurisprudencialmente por nuestra Corte Suprema de Justicia al interpretar los alcances del Artículo 16 de nuestra Carta Magna. Al respecto, se ha entendido que la igualdad debe entenderse como "igualdad de los iguales (aspecto subjetivo), en igualdad de circunstancias (aspecto objetivo). Lo que la cláusula de trato nacional nos señala es la igualdad de los sujetos, pero en modo alguno puede modificar las circunstancias fácticas, el elemento objetivo de la interpretación. De manera tal que ante circunstancias disímiles no cabe un trato idéntico.

De interpretarse erróneamente que debía extenderse a las contrapartes chilenas la pesificación del precio del gas y del transporte, en realidad lo que se hubiera producido es un "beneficio extraordinario", que dista de ser la igualdad que se pretende con la normativa de integración.

7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Se pretende en este punto redondear y profundizar las conclusiones que ya se fueron realizando en cada uno de los capítulos tratados a lo largo de la Tesina.

7.1 Sistemas Argentino y Chileno.

Tanto en el Sistema Argentino como Chileno se han realizado fuertes inversiones tanto con destino para el mercado interno como para el mercado de exportación.

Como hemos vistos, en lo que a interconexiones para exportar gas a la República de Chile se refiere, se han invertido casi de 2.000 MMUS\$ y se instalaron de cerca de 3.500 kilómetros de cañería que permiten satisfacer una demanda del orden de los 28 MMm³/día.

Estas inversiones se dieron con una regulación ad-hoc y por iniciativa privada. Sin embargo, esta integración ha sido preponderantemente física, debiendo ser acompañada por una integración gubernamental y regulatoria que converja voluntades, fije un rol para cada agente y planifique la utilización de los recursos de la región para maximizar su productividad.

7.2 Fuerte dependencia del gas argentino.

Dada la relación existente de dependencia de este insumo, los Cargadores Chilenos, así como las autoridades trasandinas, entendemos que –luego de la experiencia de falta de gas en la Cuenca Neuquina en febrero de 2002- están promoviendo lo siguiente:

- a. *Diversificar los riesgos:* más productores involucrados, más cuencas además de la Neuquina.
- b. *Trabajar con los Organismos Públicos (ENTE, Secretarías):* Inclusión del tema equidad y no discriminación ante un corte en diversos documentos: Protocolos, Pautas, Addendas.
- c. *Preparación de Planes de Contingencia:* Disponibilidad de combustibles alternativos tanto para centrales como para Clientes Industriales. Cuidado de los niveles de agua mínimos de los embalses.
- d. *Lograr compromisos políticos:* Acuerdos entre países o entre presidentes Kirchner – Lagos, etc.
- e. *Independencia de tipo operativa:* De hecho GasAndes opera la Planta Compresora de La Mora GasAndes, así como la operación y mantenimiento de sus gasoductos.
- f. *Fuentes alternativas:* Proyecto de LNG en el Norte de Chile, asociado al gas de la cuenca Boliviana.

7.3 Despacho de las Usinas termoeléctricas y demanda domiciliaria.

Las previsiones de consumo son que se usará el gas que cada vez más para generación de electricidad. Dada las difíciles condiciones del aire en Santiago, este

recurso limpio es fundamental en mantener bajos niveles de contaminación para ser despachadas, además de la eficiencia por ser de Ciclos combinados.

GasAndes está previendo colocar una planta compresora entre la Planta Compresora La Mora – GasAndes y Santiago, de modo de abastecer la mayor demanda termoeléctrica, acompañada también de mayor demanda residencial y comercial.

Esto incrementaría a futuro la capacidad del Sistema GasAndes en casi un 40% sobre la capacidad actual.

7.4 Precios y Tarifas. Sostenibilidad económica

En lo que a precios y tarifas se refiere, nos encontramos hoy en una situación de equilibrio inestable, no habiendo condiciones de seguridad jurídica ni estabilidad.

Entendemos que el precio de gas en boca de pozo debe ser suficiente para viabilizar las inversiones necesarias para contrarrestar la declinación natural de los pozos y satisfacer las demandas incrementales. Caso contrario nos encontraremos indefectiblemente frente un estado de déficit generalizado de abastecimiento de gas, que sin duda pondrá en riesgo el suministro.

Respecto del sistema de transporte y la redolarización del Decreto N° 669, generando dos tarifas distintas dependiendo del destino del gas que se transporte, mercado interno o exportación, caben dos alternativas:

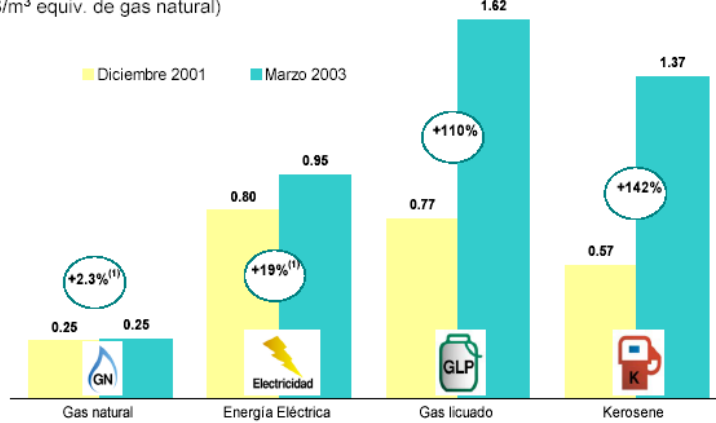
- a) Ya en un período de estabilidad, y partiendo de la premisa que nos encontramos frente a un mismo servicio de transporte, establecer tarifas similares independientemente de su destino. En otras palabras, se cobraría la misma tarifa para un mismo servicio, y en segundo lugar, sería un punto de partida lógico si se piensa en una “integración” con Chile en el sentido amplio de la palabra, o
- b) Si la “integración” no es un objetivo primordial para el gobierno nacional, podría mantenerse un subsidio cruzado entre la tarifa del mercado interno y el de exportación.

Por otro lado, y para el supuesto que la tarifa del Sistema de transporte no sea recompuesta como para viabilizar las expansiones, hemos visto que las alternativas podrían llegar a ser niveles tarifarios en dólares o tarifas incrementales, ambas con prepagos de la capacidad, dada la imposibilidad actual de acceso al crédito por parte de las Licenciatarias.

En la actualidad, tanto el nivel de las tarifas de transporte como el precio de gas en boca de pozo para el mercado interno, que han sido pesificados, no reflejan una señal correcta al mercado. Solo basta con observar las diferencias que se generaron con los combustibles alternativos o sustitutos. Estos últimos sí han registrado fuertes alzas en los precios lo que genera mayores demandas de gas natural netamente coyunturales. Un claro reflejo de esta disparidad en los precios relativos es el crecimiento exponencial que ha experimentado el Gas Natural Comprimido (GNC) o la gran variación de costos para industriales o generadores ante la necesidad de utilizar combustibles alternativos como el gasoil o el fuel oil.

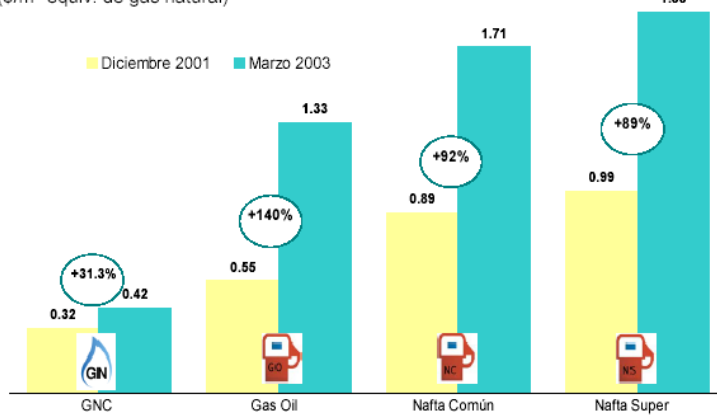
A modo ilustrativo adjuntamos los precios comparativos para diferentes combustibles alternativos:

Precio final de gas natural vs. energía eléctrica, gas licuado y kerosene para uso residencial: Comparación en Ciudad de Buenos Aires - Diciembre 2001 vs. Marzo 2003 (\$/m³ equiv. de gas natural)



Referencias: Valores con impuestos, expresados en \$/m³ equivalentes de gas natural a Poder Calorífico Inferior.
 (1) Incrementos en los componentes no regulados, impuestos y fondos específicos.
Fuente: ENARGAS, ENRE, fuentes privadas y Secretaría de Energía.

Precio final de gas natural comprimido (GNC) vs. gas oil, nafta común y nafta súper: Comparación en Ciudad de Buenos Aires - Diciembre 2001 vs. Marzo 2003 (\$/m³ equiv. de gas natural)



Referencias: Valores con impuestos, expresados en \$/m³ equivalentes de gas natural a Poder Calorífico Inferior.
Fuente: Prensa Vehicular (gas natural comprimido) y Repsol YPF (promedio de estaciones de servicio).

7.5 Acuerdos, Tratados y Protocolos

Analizados los mismos, entendemos que las acciones tomadas por el gobierno argentino en lo que al dictado del Decreto 689 se refiere, no han transgredido dichos acuerdos.

En lo que a la discriminación tarifaria se refiere, el Protocolo N° 2 hace referencia a “ los casos de fuerza mayor o caso fortuito que afecten temporalmente elementos de infraestructura que sean comunes a la exportación de Argentina hacia Chile o de Chile hacia Argentina y al consumo interno, debiéndose en todos los casos mantener la proporcionalidad existente en condiciones normales”. Es decir que la no discriminación a la que se refiere no es tarifaria sino física, o sea en cuanto a la limitación en la capacidad de abastecimiento, la que no ha sido alterada por la Ley de Emergencia ni el Decreto 689.

Y, respecto de la "Cláusula de Trato Nacional" que surge del Tratado de Protección Recíproca de Inversiones, cabe recordar que la igualdad debe entenderse como "igualdad de los iguales (aspecto subjetivo), en igualdad de circunstancias (aspecto objetivo). De interpretarse erróneamente que debía extenderse a las contrapartes chilenas la pesificación del precio del gas y del transporte, en realidad lo que se hubiera producido es un "beneficio extraordinario", que dista de ser la igualdad que se pretende con la normativa de integración.

Consideramos sumamente relevante que ambos países continúen trabajando intensamente en la instrumentación de pautas de manejo e información que maximice los beneficios de las interconexiones.

7.6 Manejo de las Restricciones.

Un esquema de cortes ante restricciones de los productores o en el sistema de transporte como el que se ha planteado, trata de mantener el principio de equidad. No obstante esta idea deberá trabajarse lo suficiente como para evitar suspicacias y resquemores a ambos lados de la Cordillera:

- a. En Argentina habrá que entender que la *Confiabilidad y Seguridad Jurídica* van de la mano de una igualdad de trato en las Exportaciones y Mercado Local.
- b. En Chile deberán comprender que ningún país está exento de una *emergencia o de un hecho de fuerza mayor*, y que también se puede dar allí.
- c. En resumen deberán fomentarse condiciones de *confianza mutua, y de reciprocidad*.

De todas maneras otros esquemas también son posibles, en tanto y cuanto respeten ciertos principios básicos de respeto al Cliente vecino tanto como al Local. Iguales reglas, igual trato debería ser la regla de oro.

Si nos extendemos más al Cono Sur, incluyendo Brasil y Uruguay, el planteo es distinto en estos aspectos: En general se trata del "extremo final" del gasoducto. Es decir que previamente debe abastecer de gas toda la demanda local.

Si seguimos idénticos criterios a los considerados en nuestro trabajo para los Chilenos, una restricción de inyección o de transporte (aquí las posibilidades de problemas de tipo operativo son mayores precisamente por ser la punta de los gasoductos), se debería tratar de igual forma, con lo cual se mantendría la equidad entre Argentinos, Brasileños o Uruguayos.

Se torna imprescindible, a efectos de lograr una Integración sostenible, la convergencia Regulatoria entre los países involucrados.

7.7 Importaciones de Chile.

Una visión más profunda debería ir atada a verdaderos intercambios comerciales con nuestros países vecinos, como medida de reciprocidad y trato ecuánime. Si exportamos gas, podríamos traer cobre o plata u otros. Allí se empezarían a forjar las bases de una mayor integración.

7.8 Relación con otros países limítrofes.

Aquí hay un marco referencial supranacional como es el MERCOSUR, que no existe con Chile, y que ha sido sumamente importante en consolidar intercambios de otros rubros y bienes económicos.

No obstante, la demanda potencial de Brasil se ha visto afectada por su actual crisis económica, afectando potenciales proyectos que se estaban encarando hacia la exportación.

Uruguay tiene una demanda muy pequeña, que ha postergado la colmatación de proyectos como son Cruz del Sur y en menor medida Uruguayana.

Las mismas condiciones que hemos planteado aquí hacia Chile en cuanto a las reglas y seguridades jurídicas y comerciales deberían aplicarse en forma idéntica a todos los países.

8 ANEXOS DE INFORMACIÓN.

Los Anexos que a continuación se enumeran se encuentran en una **Separata** del cuerpo principal de la Tesina:

- 8.1 Resolución ENARGAS N° 716/98.- Reglas del Despacho.**
- 8.2 Addenda Modificatoria N° 1. Reglamentos Internos de los Centros de Despacho.**
- 8.3 Propuesta Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Medidas ante una contingencia en el abastecimiento de gas natural.**
- 8.4 Programa de Cálculo de Restricciones.**
Se adjunta el diskette con el programa de Excell correspondiente.
- 8.5 Part VI (Oil and Gas) Regulations. PC 1996-626 30 Abril 1996.**
- 8.6 National Energy Board Export and Import Reporting Regulations.**
- 8.7 Decreto N° 20. Modifica D.S. N° 16 de 1998 del Mrio. Secretaría General de la Presidencia.**
- 8.8 Ley de Emergencia N° 25.561/02.**
- 8.9 Decreto PEN 689/02.**
- 8.10 Acuerdo de Complementación Económica N° 16 entre Chile y Argentina. (Incluye Protocolo N° 2 de Interconexión Gasífera y Suministro de Gas)**
- 8.11 Protocolo Sustituto del Protocolo N° 2 del ACE N° 16.**
- 8.12 Protocolo Adicional al ACE N° 16.**