



N° 42

Transporte y Distribución del Gas Natural

Lic. Sebastián Eloy Calleja

Buenos Aires, Setiembre 2004



Introducción

Hasta diciembre de 1992 el servicio de transporte y distribución de gas natural estaba a cargo de la empresa Gas del Estado SE y la exploración y producción estaba en su mayor parte, en manos de la todavía estatal YPF SA (Decreto 2278/91) y de las concesionarias de producción de la Ley de Hidrocarburos N° 17.319, nacidas al amparo de las disposiciones de los llamados decretos desreguladores de 1989 (Nos 1055, 1212 y 1589).

En mayo de 1992 fue aprobada la Ley N° 24.076 de “Gas Natural: Marco Regulatorio de la Actividad. Privatización de Gas del Estado Sociedad del Estado. Transición. Disposiciones Transitorias y Complementarias”. Dicha Ley realizó una separación de actividades; por un lado, el transporte y, por otro, la distribución del gas natural, dejando en la órbita de la Ley N° 17.319 lo concerniente a la exploración, desarrollo y extracción del hidrocarburo gasífero. La jurisdicción sobre las actividades también se modificó, quedando a cargo del Ente Regulador del Gas (ENARGAS) las contempladas en la Ley N° 24.076, mientras que las regidas por la Ley N° 17.319 siguen a cargo de la Secretaría de Energía.

Como expresamos en el primer párrafo, la producción hasta el momento de la privatización estaba a cargo de la YPF SA y de concesionarios de producción de la Ley N° 17.319, con un pequeño porcentaje importado de Bolivia (al precio “geopolítico” de 4 U\$S el millón de BTU); éstas importaciones, prácticamente cesaron a comienzos de 1991, cuando se produjo la “desregulación” del sector de hidrocarburos.

Luego de la privatización (mediante el llamado a licitación pública internacional y la firma de los correspondientes contratos de licencia) se otorgaron los gasoductos existentes a dos empresas transportadoras y ocho empresas distribuidoras; a éstas últimas, en 1998 se adicionó Gas NEA cuyo accionista mayoritario y operador al momento inicial era la estatal francesa Gaz de France (GDF). Debe destacarse que esta zona era la única donde la licenciataria debía concretar inversiones reales (tendido de gasoductos, construcción de plantas compresoras, etc...).

Para financiar estas inversiones se había establecido un impuesto en la Provincia de Entre Ríos cuya recaudación pasaba íntegramente a manos de Gas NEA, situación que terminó en 1999 cuando el nuevo gobierno de la Provincia de Entre Ríos suspendió la entrega de estos fondos, para finalmente disponer la capitalización accionaria por el monto aportado. De esta forma, la provincia de Entre Ríos pasó a ser accionista minoritario (único caso donde una provincia tiene participación accionaria en una distribuidora). Este nuevo escenario, junto con la obligación de concretar inversiones, originó el retiro de GDF y el ingreso como accionista de la Federación Argentina de Trabajadores de Luz Y Fuerza (FATLyF).

Antes de agosto de 1992, momento en que se aprobó la Resolución N° 287/MEyOSP/1992 que estableció una modificación tarifaria para todas las categorías de usuarios, los usuarios residenciales estaban divididos de acuerdo a su nivel de consumo bimestral, además del cargo fijo, en cuatro escalas:

- a. 0-60 m³
- b. 60-250 m³
- c. 250-600 m³



d. + de 600 m³

Paulatinamente, a partir de agosto de 1992, y luego con la privatización de diciembre de dicho año, la tarifa fue convergiendo a la categoría de mayor consumo y, obviamente, de mayor tarifa. De esta forma y hasta la aparición del Decreto N° 181/2004, que dividió a la categoría residencial en tres de acuerdo a sus umbrales de consumo, la tarifa residencial era una sola.

Para los usuarios industriales, antes de agosto de 1992, existían dos categorías además del cargo fijo, siempre teniendo en cuenta el consumo bimestral de m³, a saber¹:

a. 0-5000 m³

b. + de 5000 m³

La convergencia de tarifas residenciales a una única categoría de consumo y la comparación de tarifas entre junio de 1989, agosto de 1992 (aprobación de la Resolución 287/MEyOSP/1992) y el traspaso a manos privadas, puede verse en el siguiente Cuadro 1, donde los valores ajustados surgen de promediar los Índices de Precios al Consumidor y Mayoristas:

El Cuadro permite apreciar también que se procedió a unificar las tarifas de consumo doméstico en la categoría más alta. Además, este tipo de usuarios fueron los que experimentaron las mayores tasas de incremento de las tarifas.

En el caso de los usuarios industriales, las tarifas sufrieron una apertura distinta a la que existía, verificándose aumentos porcentuales menores que los usuarios domésticos e, incluso, disminuciones para los usuarios de mayor consumo.

¹ Para el inciso a) se incorporaron las siguientes escalas 1) Sin reserva de capacidad de transporte: a) Servicio General P: de 0 a 500 m³; b) Servicio General P: de 500 a 4500 m³/mes; c) Servicio General P: más de 4500 m³/mes; 2) Con reserva de capacidad de transporte: a) Servicio General G de 0 a 5000 m³/mes; Para el inciso b): Servicio General G: más de 5000 m³/mes; Servicio General G: más de 5000 m³/mes; grandes usuarios – Conectados Red de distribución y Gran usuario Conectado a Red troncal. Es decir, que para la categoría industrial se subdivide a los usuarios y aparece la figura “reserva de capacidad de transporte” que se adiciona al cargo fijo y al cargo variable para los consumos no interrumpibles.

**Cuadro 1:** Tarifas de Gas Natural \$/m³ (Valores agosto 1992)

| Categoría de usuario | Junio 1989 ¹ | Agosto 1992 ² | Diciembre 1992 ³ | Variación Porcentual | |
|----------------------|-------------------------|--------------------------|-----------------------------|----------------------|------------|
| | \$/m3 (1) | \$/m3 (2) | (3) | (3/1) | (3/2) |
| Doméstico | | | | (3/1) | (3/2) |
| Escala Bimestre | | | | Junio '89 | Agosto '92 |
| 0-60 | 0,0237 | 0,1322 | 0,2035 | 759% | 54% |
| 60-250 | 0,033 | 0,1322 | 0,2035 | 517% | 54% |
| 250-600 | 0,0908 | 0,1637 | 0,2035 | 124% | 24% |
| +de 600 | 0,1167 | 0,1981 | 0,2035 | 74% | 3% |
| Cargo Fijo | 3,22 | 6,29 | 9,44 | 193% | 50% |
| Industria | | | | | |
| Escala Mes: | | | | | |
| | | | 0,1499 | 69% | 32% |
| 0-5000 | 0,0886 | 0,1135 | 0,1392 | 57% | 23% |
| | | | 0,1286 | 45% | 13% |
| | | | 0,0932 | 5% | -18% |
| | | | 0,0861 | 10% | -2% |
| + de 5000 | 0,0784 | 0,0877 | 0,0861 | 10% | -2% |
| | | | 0,0778 | -1% | -11% |
| Cargo Fijo | 18 | 6,4 | 12,98 | -28% | 103% |

Fuente: Revista Realidad Económica N° 111.

Adicionalmente, la Ley N° 24.076, en su artículo 14 introduce la figura de comercializador y lo define como “quien compra y vende gas natural por cuenta de terceros”; esta figura no ha tenido aplicación práctica. El Decreto N° 1.738/92 Reglamentario de la Ley 24.076 establece que los distribuidores no estarán obligados a vender a los comercializadores.

La división de tareas entre transporte y comercialización surge del artículo 33 de la Ley N° 24.076, en donde se establece que los transportistas no podrán vender ni comprar gas

¹ Según Resolución SE N° 284/89 ajustado por coeficiente combinado de precios consumidor y mayoristas.

² Según Resolución MEYOSP N° 287/92.

³ Anexo “F” del pliego.



con excepción de: “las adquisiciones que puedan realizar para su propio consumo; y el gas natural necesario para mantener en operabilidad los sistemas de transporte, cuyo volumen será determinado por el Ente en cada caso”.

Otro elemento introducido por la Ley en su artículo 13 es que cualquiera que realice consumos mayores a 5.000 m³ podía convenir la compra de gas natural directamente con los productores o comercializadores pactando libremente las condiciones de su transacción. Asimismo, y en concordancia con el artículo 49, se establece que los consumidores que contraten directamente con el productor podrán construir, a su exclusivo costo, sus propios ramales de alimentación para satisfacer sus necesidades de consumo.

La empresa Transportadora Gas del Norte (TGN) posee en su órbita a los Gasoductos del Norte y Centro Oeste. Transportadora de Gas del Sur (TGS) administra los gasoductos Neuba I, Neuba II y San Martín o del Sur (ver Anexo I). La capacidad operativa total de la red troncal en 1989 era de 75 millones de metros cúbicos diarios y la capacidad teórica llegaba a 120 millones. En el año 2003 la capacidad operativa real alcanzó a la teórica, en gran medida mediante el aumento de la compresión realizada sobre los gasoductos existentes ², cuya capacidad de transporte aumento cerca de un 65 %. Así como no se construyó ningún gasoducto troncal destinado al mercado interno, al mismo tiempo, si hicieron nueve ductos destinados a los mercados externos, cuya capacidad máxima teórica diaria supera actualmente el 50 % de la red troncal interna.

Cuadro 2: Capacidad nominal de transporte 2003 (millones m³/día)

| Gasoducto | Año 2003 |
|-------------------------|---------------|
| Norte | 22,5 |
| Centro Oeste | 31,9 |
| <i>Total TGN</i> | <i>54,4</i> |
| Neuba I | 13,5 |
| Neuba II | 28,4 |
| San Martín | 22,3 |
| <i>Total TGS</i> | <i>66,4</i> |
| <i>Total Transporte</i> | <i>120,8</i> |
| Distribución | 3,02 |
| Total Sistema | 123,82 |

Fuente: Enargas

² El aumento de la compresión podría ser la causa del accidente de Las Mesitas (Salta), en el que murieron nueve trabajadores de TGN en 1998.



Exportaciones

El comercio exterior de gas se encuentra reglado por las Leyes N° 17.319 de Hidrocarburos y la Ley N° 24.076 de Marco Regulatorio del Gas Natural. La primera determina en su artículo 3° que “el objetivo principal de la política hidrocarburífera será el abastecimiento del mercado interno con el producido de los yacimientos locales, manteniendo, además, un adecuado nivel de reservas”.

Este objetivo está directamente vinculado con el principio del autoabastecimiento, un concepto que no puede entenderse con una visión de corto plazo, sino con un horizonte de reservas de aproximadamente treinta años, un plazo mínimo, según los expertos, para reconvertir la matriz energética sin sobresaltos.

El mismo artículo 3° de la Ley N° 24.076 exige la aprobación de permisos caso por caso. Quien otorga las autorizaciones es el Poder Ejecutivo Nacional a través de la Secretaría de Energía.

Sin embargo, la Resolución 131 de febrero de 2001 de la ex Secretaría de Energía y Minería, estableció la aprobación automática de las solicitudes de exportación de gas natural siempre que se cumpliera con alguna de las siguientes condiciones:

1. El índice de reposición de las reservas de gas natural, sea mayor o igual a (0) cero.³
2. La relación entre (i) las reservas de gas natural al 31 de diciembre del año inmediato anterior a la fecha en que se presenten las solicitudes de autorización de exportación y (ii) la producción total de gas natural del país, excluyendo los volúmenes reinyectados en formación, del año inmediato anterior a la fecha en que se presente la solicitud de autorización de exportación, sea igual o mayor a (12) doce.

De esta forma, para computar reservas de gas natural totales se incorporan un 50% de reservas probables. Sin embargo, la Resolución 482/1998 de la Secretaría de Energía que aprueba las definiciones, metodologías de cálculo y obligatoriedad de que cada dos años se certifiquen las reservas de petróleo y gas, establece que “...al presentar estas definiciones, no se está recomendando la utilización de las reservas clasificadas como no comprobadas, puesto que ello está librado a la discrecionalidad de las empresas.”

³ De acuerdo al anexo I de la Resolución 131/2001: “1) El Índice de Reposición de Reservas mencionado en el Artículo 1° inciso a) de la presente resolución se calculará de la siguiente manera:

$$IR = R_f - R_i$$

Donde:

IR = Índice de reposición de reservas de gas natural vigente al momento de presentación de la autorización.

Rf = reservas de gas natural totales del país al 31 de diciembre del último año anterior al de la presentación, si la misma se realiza a partir del 1° de junio de cada año o del anteuúltimo año anterior, si se realiza antes del 1° de junio de cada año.

Ri = reservas de gas natural totales del país al 31 de diciembre del sexto año anterior al de la presentación, si la misma se realiza a partir del 1° de junio de cada año o del séptimo año anterior, si se realiza antes del 1° de junio de cada año.

Para el cómputo de las reservas de gas natural totales se sumarán el cien por ciento (100%) de las reservas comprobadas y el cincuenta por ciento (50%) de las reservas probables...”



Por ende, según esta Resolución, no se deberían incorporar en las reservas totales, reservas que no sean probadas, catalogadas como probables.

Las definiciones establecidas en la Resolución 482/1998 Secretaría de Energía, surgen de los criterios establecidos en 1997 por la SPE (Society Petroleum Engineers) y el WPC (World Petroleum Congresses).

De esta forma, la Resolución 131 de la ex Secretaría de Energía y Minería dio vía libre a las exportaciones y se condice con un aumento del volumen exportado (ver Anexo II). Sin embargo, al no asegurarse el abastecimiento del mercado interno con carácter prioritario, tal como lo exigen las leyes que regulan la actividad, el Poder Ejecutivo a través de la Secretaría de Energía, al momento de analizar la correspondiente solicitud no podría aprobar exportación alguna. En este sentido el Artículo 6° de la Ley 17319 establece que “El PE permitirá la exportación de hidrocarburos o derivados no requeridos para la adecuada satisfacción de las necesidades internas...”, al hablar de hidrocarburos la Ley se refiere a petróleo y gas, habiendo un importante porcentaje de la población sin acceso a este último recurso, de ninguna manera surge que las necesidades internas estén satisfechas.

La Resolución 131/2001 de la ex Secretaría de Energía y Minería, fue suspendida por la Resolución 265/2004 de la Secretaría de Energía, de fecha 24 de marzo de 2004. De igual forma, esta última norma en su artículo 1° suspendió la exportación de excedentes de gas natural.

Las circunstancias objetivas que definen el contexto en el cual se producen de estas operaciones son las siguientes: a) los contratos de exportación han sido celebrados entre empresas privadas radicadas legalmente en Argentina con sus similares chilenas; b) existe un Protocolo de Integración Energética firmado entre los dos países que nunca ha sido aprobado por el Congreso de la Nación; además, en las Resoluciones aprobatorias, se señala la prioridad del abastecimiento local; c) las autorizaciones han sido otorgadas por la Secretaría de Energía, incluso en forma genérica; d) los niveles de reservas de gas oficialmente publicados –surgen de una sumatoria de declaraciones juradas presentadas por las empresas concesionarias, no auditadas por la Secretaría de Energía- han ido en constante disminución desde 1989 a la fecha (Anexo III), siendo el horizonte de las mismas bastante menor al mínimo internacionalmente estimado de treinta y cinco años; e) un reciente trabajo de la Consultora Equis, muestra que casi el 40 % de la población – en su mayoría la más pobre- no tiene acceso a consumo de gas natural.

Concretamente, como se mencionó anteriormente, se han autorizado exportaciones sin que se cumplimenten las exigencias legales: *no existen reservas suficientes ni está autoabastecido el mercado local.*

Debe señalarse que las restricciones aplicadas a las ventas a Chile, solamente se refieren a los excedentes y no a las cantidades establecidas contractualmente. Las recientes declaraciones del Presidente chileno, indicando la búsqueda de fuentes alternativas a la provisión de gas originada en nuestro país, demuestran una comprensión cabal del tema que, no se observa en nuestros funcionarios.

Asimismo, las retenciones sobre las exportaciones, vigentes a la fecha son las siguientes:

- a) gas natural: 20% (antes 0%).



- b) petróleo crudo: 25% (antes 20%)⁴.
- c) GLP: 20% (antes 5%).
- d) gas oil: 10% (antes 5%).
- e) naftas: 5% (antes 0%).

A pesar de las retenciones aplicadas, la exportación continúa siendo un negocio de altísima rentabilidad atento a los bajos costos de producción en dólares, tanto de gas, como principalmente de petróleo, en conjunción con el elevado precio internacional del barril de petróleo.

Modificaciones al marco regulatorio: los decretos 180/04 y 181/04.

El Decreto 180/2004 crea el Fondo Fiduciario para atender Inversiones en Transporte y Distribución de Gas, en el ámbito de las Licenciatarias de Transporte y Distribución. El objetivo exclusivo de este Fondo es el de financiar obras de expansión en el marco del Artículo 2° de la Ley N° 24.076.

Este Fondo será patrimonio de afectación específico del sistema de gas y estará integrado por:

- los cargos tarifarios a pagar por los usuarios de los servicios regulados de transporte y/o distribución;
- los recursos que se obtengan en el marco de programas especiales de crédito acordados con los organismos o instituciones pertinentes;
- a través de sistemas de aportes específicos a realizar por los beneficiarios directos.

En ningún caso el Fondo Fiduciario estará constituido por fondos y/o bienes del Estado Nacional.

Según el Artículo 3°, “ las obras que, acorde a las disposiciones del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, califiquen para ser realizadas al amparo del presente régimen deberán ser aprobadas, supervisadas y contratadas en los términos y condiciones que determine ese Ministerio.”

El decreto a su vez, crea el Mercado Electrónico del Gas cuyas funciones fundamentales serán las de transparentar el funcionamiento físico y comercial de la industria del gas natural y de coordinar en forma centralizada y exclusiva todas las transacciones vinculadas a mercados de gas natural de plazo diario o inmediato (mercados “Spot”, entendiéndose por tal a aquellas ventas que se cierran de un día para el otro o aquellas

⁴ A partir del 4 de agosto de 2004 las retenciones sobre el crudo tienen un componente fijo, que se mantiene en el 25% de US\$ 32, y otro móvil, a calcularse sobre el precio de mercado del barril e irá aumentando a medida que el barril sube. El esquema es el siguiente:

- A más de 32 dólares el barril, las retenciones tendrán un 3% adicional al 25% fijo.
- A más de US\$ 34 el crudo, la retención móvil será de 6% (sobre el precio de mercado), más el 25% fijo.
- A más de US\$ 36, el adicional es del 9%, y a más de US\$ 38, la retención móvil salta al 12%.
- A más de US\$ 40, suben un 15% extra. Y por encima de 42 dólares se eleva a 18%
- Cuando el barril de crudo supere los US\$ 45, el adicional será del 20% más el 25% fijo. Así con el crudo en este precio, las retenciones totales serán del 37%.



de plazos inferiores a un día) y a los mercados secundarios de transporte y de distribución de gas natural.

El decreto le otorga facultades a la Secretaría de Energía para disponer o promover la implementación del Mercado Electrónico de Gas, para definir el marco reglamentario y organizacional necesario para su puesta en funcionamiento y acordar con la Asociación Civil Bolsa de Comercio de Buenos Aires, o con otras entidades existentes de similar carácter que manifiesten interés en participar en la operación y gestión comercial del Mercado Electrónico de Gas, la constitución de la sociedad que tendrá a su cargo cumplir las funciones que prevé el decreto o bien constituir la sociedad que tendrá a su cargo la operación y gestión comercial del referido mercado.

Las reglamentaciones, acuerdos y disposiciones que se implementen tendrán como límite objetivo, propender, dentro de los mercados físicos y comerciales a la *“conformación de precios de equilibrio eficientes dados por la libre interacción entre la oferta y la demanda”*.

Los sujetos activos de la industria del gas sólo podrán adquirir gas “Spot” a través de la sociedad que sea definida para operar el MEG.

Los titulares de capacidad de transporte firme deberán comercializar a través del MEG su capacidad disponible que no haya sido nominada por sus cargadores originales para el día siguiente. De igual manera, se comercializará en dicho mercado cualquier reventa de capacidad contratada de transporte firme.

Este decreto, en su título III sustituye las condiciones especiales del Reglamento del Servicio de Licencia de Distribución, aprobado por Decreto 2255 de fecha 2-12-1992 de los siguientes usuarios:

Gran usuario – Transporte “ID”

Gran usuario – Transporte “IT”

Otros usuarios GNC – Venta GNC

En el último caso, se reemplaza el concepto Venta GNC por el de Venta Firme “GNC”.

Incluye las condiciones de venta interrumpible GNC, clasificación que no existía en el Reglamento del Servicio de Licencia de Distribución. También incluye las siguientes categorías, anteriormente inexistentes: Transporte Firme “GNC” y Transporte Interrumpible GNC.

El Artículo 27 aprueba el “mecanismo de cortes” a ser utilizado por cada firma prestataria del servicio de distribución de gas, consignando la metodología correspondiente en el Anexo V del decreto bajo análisis. Paralelamente, se instruye a la Secretaría de Energía para que actualice mejor o adapte, en todo o en parte el mencionado mecanismo, en función de la evolución de la industria con el fin de garantizar una eficiente asignación de los recursos ante restricciones del sistema. Posteriormente, la Secretaría de Energía sustituyó dicho anexo a través de la Resolución 657/2004 de fecha 11-06-2004.

El Artículo 28 modifica la Reglamentación de la Ley N° 24.076, que fue aprobada por el Decreto N° 1738/1992 y establece que las licenciatarias del servicio de distribución de gas por redes, o sus accionistas podrán tener participación controlante en no mas de una empresa que se dedica a la comercialización de gas. Sin embargo, la Ley N° 24076 en su Artículo 34 establece que “...Ningún comercializador o grupo de



comercializadores podrá tener una participación controlante, de acuerdo a lo definido en el artículo 33 de la ley 19.550, en las sociedades habilitadas como transportistas o distribuidoras.”. Es curioso como el Artículo 28 del Decreto 180/04, referido al comienzo de este párrafo, puede generar como resultado aquello que la Ley N° 24076 en su Artículo 34 quiere evitar.

Para destacar finalmente, en el artículo 31 donde se trata el tema de crisis de abastecimiento, se garantiza el suministro a:

- usuarios residenciales (R);
- usuarios Servicio General P (1er y 2da escala de consumo);
- Subdistribuidores por los volúmenes que le representan los primeros dos usuarios en la demanda del subdistribuidor en cuestión.

En igual dirección la Resolución 503/04 de la Secretaría de Energía publicada el 26/05/04 dispone que en la suscripción de los contratos con las distribuidoras, tienen prioridad los consumos de usuarios no interrumpibles hasta el 31/08/04. Por lo que las industrias que están comprendidas en la categoría de “firmes” e “interrumpibles” podrán sufrir cortes en el servicio.

El Decreto 181/2004, por su parte, prevé la elaboración de un esquema de normalización de precio en el punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) o boca de pozo que debe finalizar el 31/12/06. Este esquema está dirigido a las distribuidoras y a los usuarios de dichas distribuidoras que comiencen a adquirir gas natural directamente de productores y comercializadores.

Paralelamente, se autoriza a la Secretaría de Energía para determinar categorías de usuarios y fechas a partir de las cuales las distribuidoras no podrán abastecer mediante contratos o acuerdos de cualquier plazo. La Secretaría de Energía es la encargada de determinar los niveles de consumo a partir de los cuales un segmento de usuarios, que pasa a revestir la categoría de consumidores directos, es separado del régimen de servicio público de transporte y distribución de gas en contrario a lo dispuesto por la Ley 24.076 de privatización del sector en 1992.

Por lo tanto, aquellos usuarios industriales cuyo nivel de consumo supere un determinado nivel (las estaciones de GNC y las generadoras eléctricas), quedarán sometidas al funcionamiento del mercado de producción gasífera, en lo que se refiere al precio como a la provisión de gas natural, lo que incluye el corte del suministro.

Estos usuarios serán los Nuevos Consumidores Directos de Gas Natural, es decir, aquellos usuarios industriales que efectúen adquisiciones de gas natural en forma directa a los productores, en sustitución del aprovisionamiento de gas natural que recibían de los prestadores del servicio de distribución de gas por redes.

El decreto en su Artículo 5° faculta a la Secretaría de Energía a acordar con los productores de gas natural mecanismos de protección en beneficio de los Nuevos Consumidores Directos, cuya duración se extenderá hasta el 31 de julio de 2005.

El esquema de normalización de precios toma la forma de un acuerdo en la Resolución 208/SE/2004.

Este acuerdo se aplica a:



- el gas natural que los productores suministren a los prestadores del servicio de distribución hasta los volúmenes detallados en el anexo II de la Resolución 208 Secretaría de Energía;
- el gas natural que los productores suministren a los Nuevos Consumidores Directos;
- el gas natural que los productores suministren en forma directa a los generadores de electricidad siempre que se utilice para generar energía eléctrica destinada al mercado interno.

Por lo tanto, el acuerdo no será de aplicación, excepto que el comprador y vendedor en cuestión determinen lo contrario, a los suministros de gas natural que los productores efectúen a cualquier otro sujeto activo de la industria del gas natural.

El Artículo 4° establece que se aplicará el ajuste previsto en el Anexo I-a de la mencionada resolución, con fecha no posterior al 10 de mayo de 2004. Este ajuste se aplicará sobre los precios de los volúmenes de gas suministrados por los productores a:

- a) los prestadores del servicio de distribución de gas por redes, aplicable sólo a aquellos volúmenes no destinados a abastecer a:
 - i) los usuarios residenciales y,
 - ii) los usuarios comprendidos en la primera y segunda escala del Servicio General Pequeños Usuarios (SGP) (se tomará el promedio mensual de consumo de los últimos 12 meses calendario inmediatos anteriores a la entrada en vigencia del Decreto N° 181/2004).

El grupo de usuarios abastecido por las prestadoras del servicio de distribución de gas por redes alcanzados por este ajuste es denominado usuarios industriales.

- b) los generadores de electricidad.

Para los usuarios residenciales y generales primera y segunda escala la Secretaría de Energía dispondrá en el futuro la implementación progresiva del esquema de normalización del precio a fin de que al 31 de diciembre de 2006 estos usuarios estén pagando los valores de referencia finales para el mecanismo de protección aplicable a los precios del gas natural correspondientes a los Usuarios Industriales, Generadores y Nuevos Consumidores Directos de Gas Natural.

Según el acuerdo, los productores se comprometen a proveer gas natural por los volúmenes que se establecen en el Anexo II de la Resolución 208 de la Secretaría de Energía, a prestadores de servicios de distribución, a los Nuevos Consumidores Directos de Gas Natural, y a los generadores que no adquieran gas natural en forma directa a los productores.

La Secretaría de Energía se obliga a implementar los ajustes de precios que formen parte del Esquema de Normalización de manera efectiva y oportuna de modo tal que los productores puedan cobrar dichos precios. El ajuste incluye el traslado de dichos precios a las tarifas de distribución de gas y el reconocimiento de los referidos precios del gas natural como precio de referencia en la declaración de costos en las centrales térmicas.

Los precios del gas natural resultantes de la aplicación del mecanismo de protección no podrán ser superiores al promedio ponderado de los precios correspondientes a las exportaciones de gas natural de los productores



El acuerdo establece que los precios a los que hace referencia en su Anexo I-a fueron establecidos en base a una relación de cambio $1\text{U}\$\$ = 2,90\$\$$. Si el promedio diario de los últimos 30 días difiere en más o en menos de un 15% del valor de tipo de cambio, será revisado el acuerdo. Esta es una forma de indexación prohibida expresamente por la actual Ley de Emergencia Pública N° 25.561 y, desde abril de 1991, por la Ley de Convertibilidad que, en este tema, sigue rigiendo.

Se puede renegociar sólo para adecuación de precios, en base a discutir variaciones de costos, pero nunca tomar alguna referencia indexatoria.

En la presentación del Plan Energético realizada por el Secretario de Energía, la adecuación del precio del gas en boca de pozo es justificada por un estudio realizado a esos efectos; dicho trabajo, no aclara cuales han sido los criterios utilizados por las empresas para distribuir todos y cada uno de sus costos indirectos –comenzando por los honorarios del directorio- como también cual ha sido la metodología aplicada para distribuir los costos conjuntos o conexos correspondientes al petróleo crudo y al gas, que sin, duda alguna, son productos asociados. Tampoco se explicitan los costos que le son permitidos cargar a las empresas, pues por más que la Ley hable de todos los costos, solamente debe entenderse como referido a los necesarios para alcanzar la prestación legal y contractual; es decir, no deben incluir los correspondientes a otras operaciones ajenas a ese objetivo, como las financieras, por ejemplo. Este tema es de vital importancia, pues en informes públicos de Repsol se reconoce un costo de extracción y desarrollo de, aproximadamente, $\text{U}\$\$ 4$ el barril; al mismo tiempo, que en el mercado interno se comercializa –con acuerdo del Poder Ejecutivo- a $\text{U}\$\$ 28,50$ /barril, siendo superior el valor de los volúmenes exportados.

En efecto, se tuvo a la vista el Informe Anual 2003 de la empresa Repsol-YPF de donde surge que el margen de ganancia por barril para ese año es de $20,88$ $\text{U}\$\$$. (Anexo III).

Si luego de la reestructuración de contratos a los valores de los anexos, la que deberá realizarse en un plazo no mayor de 45 días corridos a partir de la fecha de entrada en vigencia de este acuerdo, no hay acuerdo entre los productores y distribuidores y generadores, los productores quedan liberados de entregar los volúmenes establecidos en el Anexo II de la Resolución 208/2004 de la Secretaría de Energía.

De esta forma, el nuevo marco regulatorio tiende a resolver la oferta gasífera en función de los precios de producción a valor dólar. Se recompone el precio del gas en el punto de ingreso al sistema y se separa un segmento del consumo que comprende a industrias, comercios y a las generadoras eléctricas, obligados a adquirir directamente el gas natural a los productores. Esto asociado a una readecuación ascendente de precios con el fin de llegar a un nivel similar al que existía al salir de la convertibilidad.

El Programa de Uso Racional de la Energía.

Paralelamente al lanzamiento del programa de normalización de precios -que no es otra cosa que un aumento en la tarifa final: valor en boca de pozo, más tarifa de transporte, más tarifa de distribución-, a través de la Resolución N° 415 la SE lanzó el Programa de Uso Racional de la Energía (PURE) que tiene por objeto mejorar las condiciones de abastecimiento interno de gas natural y de energía eléctrica en todo el territorio nacional.



El programa está destinado a los usuarios residenciales y Servicio General – P (primera y segunda escala), y no incluye otros aspectos vinculados a la conservación (ni inmediata, ni de mediano y largo plazo), ni tampoco a la sustitución y al desarrollo de nuevas fuentes; todos los citados eran aspectos contemplado en el Programa de Uso Racional de la Energía instituido por el Decreto N° 2.247/85, que también preveía su fuente de financiamiento.

Basándose en la categorización para usuarios residenciales con umbrales establecidos en el Decreto 181 se establece que según se consuma en mayor o menor medida respecto del año anterior se deberá abonar un cargo o se recibirá una bonificación respectivamente.

En efecto, para los usuarios R1 y R2 (usuarios residenciales de menor consumo), se compara su gasto con el 100% de lo consumido durante el año anterior y en caso de consumir un volumen menor, en la próxima factura se les reconocerá en sus facturas una bonificación equivalente al cargo variable por consumo, según las tarifas máximas aplicables por cada metro cúbico de gas natural, que cada uno de dichos usuarios hayan dejado de consumir. En el caso que estos usuarios consuman en mayor medida que el año anterior NO sufrirán cargo alguno.

Distinto es el tratamiento que se otorga a los usuarios R3 (residenciales de mayor consumo) y SG-P (primer y segundo escalón). En este caso la comparación de consumos no es para el 100% de lo consumido en el año anterior sino que se los compara con el 95%. De esta forma si estos usuarios consumen menos del 95% tendrán un beneficio en la próxima factura que consistirá en una bonificación equivalente al cargo variable por consumo, según las tarifas máximas aplicables, por cada metro cúbico de gas natural, que cada uno de dichos usuarios hayan dejado de consumir.

Hasta este punto coincide con el tratamiento de los residenciales R1y R2. La diferencia se encuentra en los cargo a abonar por los consumidores, en caso de que el consumo supere el 95%, pues por el excedente el cargo se valorizará multiplicando los metros cúbicos consumidos en exceso por la diferencia entre \$ 0,11 y precio del gas en el PIST facturado. El costo de los incentivos serán pagados por la industria.

Conclusiones.

Luego de la privatización de Gas del Estado y la reestructuración de las escalas tarifarias, de donde surgieron aumentos para los usuarios residenciales de hasta un 759%, y a través de la Ley 24.076 (Marco Regulatorio del Gas Natural) se dividió al mercado gasífero en tres sectores: producción, transporte y distribución. Estos dos últimos de acuerdo al Artículo 1° quedaron comprendidos en la regulación dispuesta por dicha ley, y se constituyeron como un servicio público nacional, mientras que la producción, captación y tratamiento quedan regidos por la Ley N° 17.319 de Hidrocarburos.

La Ley 24.076 introdujo además la posibilidad de la compra directa para usuarios con un determinado nivel de consumo, a los productores. Al momento de la privatización la red de gasoductos troncales poseía una capacidad de transporte de 75 MM m³/día con una capacidad teórica de 120 MM m³/día la que llegó durante el año 2003 (según Enargas) a 123,82 MM m³/día sin haberse incorporado ningún gasoducto troncal para



abastecimiento del mercado interno durante todo el período. Sin embargo, los contratos de concesión de las Empresas Transportistas (Decreto 2255/92 Anexo «A»), establecen la obligatoriedad de prestar el Servicio Licenciado (i) en forma regular y continua salvo casos de emergencia, caso fortuito o fuerza mayor o situaciones que cuenten con la conformidad de la Autoridad Regulatoria y sin perjuicio del derecho de la Licenciataria de suspender la prestación del servicio a los Cargadores en mora de acuerdo con lo previsto en el Reglamento del Servicio; (ii) en forma prudente, eficiente y diligente y de acuerdo con las buenas prácticas de la industria. Asimismo, el Decreto 1738/1992 establece que “El Ente deberá atender al cumplimiento de los objetivos previstos por el Artículo 2º de la Ley, teniendo en cuenta las siguientes pautas:(1) Los consumidores tendrán derecho a obtener servicios de provisión de gas seguros y continuados, a precios que resulten justos y compatibles con el mantenimiento a largo plazo de un servicio público con tales características, tomando debida cuenta de la eficiencia y de la economía en la provisión del servicio.”

No se cumplió con lo establecido en el punto anterior, dado que el servicio no fue prestado en forma regular. El aumento del consumo tiene un carácter típicamente estacional y resulta previsible. La prestación de un servicio en forma regular incorpora la noción de prever la demanda y realizar las inversiones correspondientes a fin de satisfacerla, lo cual no tuvo lugar. Esta situación no prevista por la Autoridad Regulatoria que no pudo o no quiso evitar –o en el peor de los casos, no exigió la concreción de las obras correspondientes- de modo que se llegó a la aplicación de cortes de abastecimiento.

A modo de justificativo se atribuye el problema de la falta de inversión a los efectos de la devaluación que tuvo lugar al comienzo del 2002 y el posterior congelamiento de las tarifas. Sin embargo, no había en esta oportunidad obras en ejecución ni construcciones paralizadas. Por otra parte, durante los años previos al estallido de la crisis financiera y cambiaria, las obras de infraestructura de transporte no tuvieron en cuenta la ampliación de la red de gasoductos troncales sino que se orientaron de manera exclusiva a los mercados de exportación.

En lugar de exigir el cumplimiento de las inversiones requeridas para garantizar el abastecimiento interno, las medidas apuntan a la creación del Fondo Fiduciario financiado mediante los cargos tarifarios a pagar por los usuarios de los servicios regulados de transporte y/o distribución y aportes específicos a realizar por los beneficiarios directos, con el fin de atender a la concreción de las obras de expansión.

Estas obras, según el Plan Energético Nacional, lanzado el 11 de mayo del corriente año, incluirán ampliaciones en los gasoductos de hasta 2,8 millones de m³/día (TGN) y entre 2,6 y 5 millones de m³/día (TGS) con un costo total de 1.300 millones de pesos. Asimismo, se proyecta la construcción del Gasoducto Norte Argentino con capacidad de 20 MM m³/día y el Gasoducto San Martín II con capacidad de 16 millones de m³/día, con un costo de 4.100 millones de pesos.

De esta forma, no sólo no se sanciona la incorrecta prestación del servicio y la responsabilidad de los funcionarios actuantes en el organismo regulador y la Secretaría de Energía, sino que además es el Estado quien se hace cargo de la ampliación de la red de gasoductos; esta situación, de acuerdo a la forma jurídica en que se implemente, podría dar lugar a una novación contractual –o renegociación- donde las licenciatarias verían “blanqueadas” sus actuales situaciones, al mismo tiempo, que se asegurarían la continuidad de los actuales contratos de licencia.



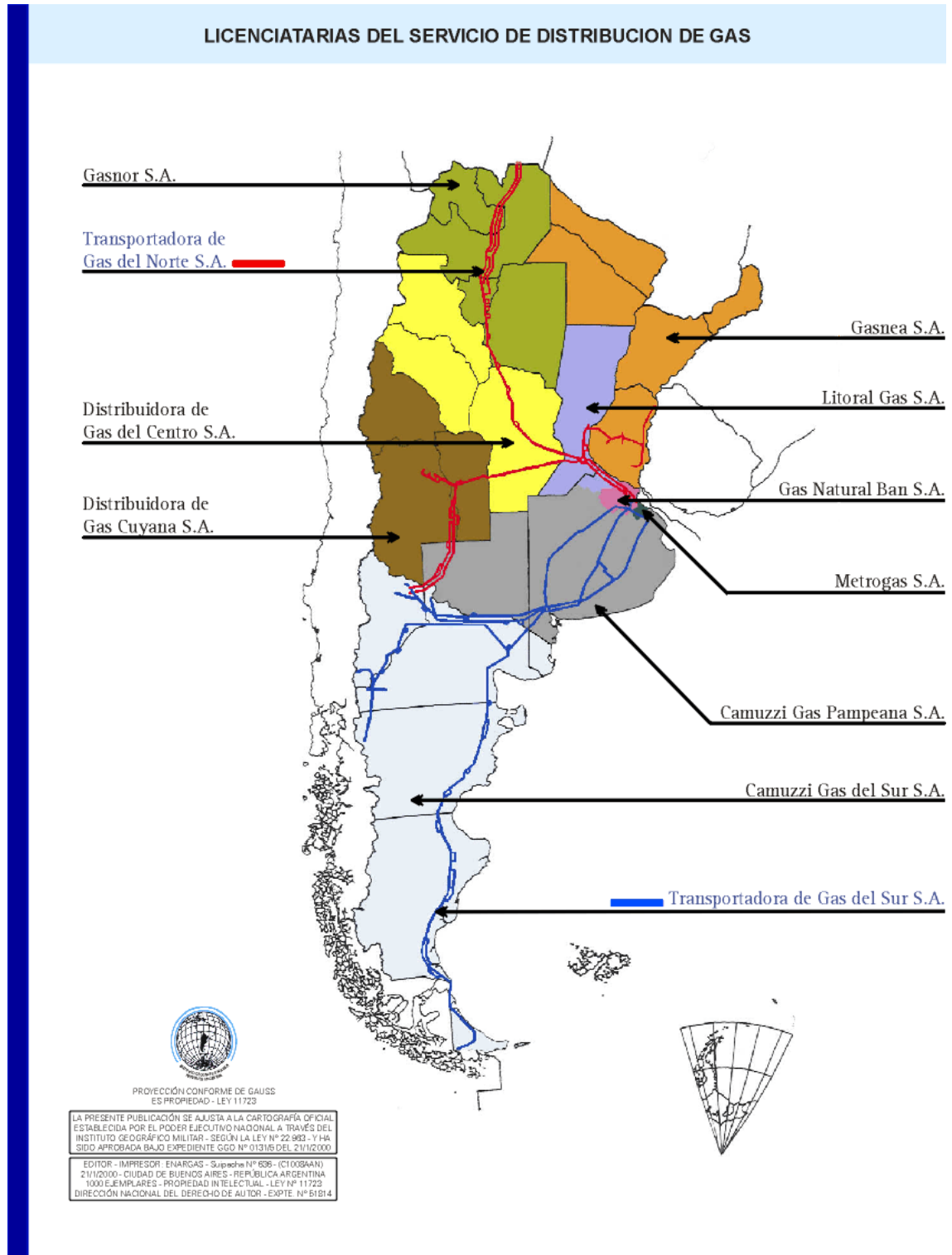
Por otro lado, se permitió la realización de exportaciones, que luego de la devaluación se tornaron sumamente rentables, generando la situación de exportar unos 18 MM m³/día -datos de junio 2004- (a Chile y en menor medida a Brasil y Uruguay) e importar de Bolivia, según el acuerdo con dicho país, hasta 4 MM m³/día. Si bien la Ley 17.319 establece que el objetivo de la política hidrocarburífica será el abastecimiento del mercado interno con lo producido con los yacimientos locales, objetivo al que nunca se ha llegado y a lo que se agregó distintas resoluciones de la Secretaría de Energía facilitando la aprobación de solicitudes de exportación sin que se cumplieran las exigencias legales: no existen reservas suficientes ni está autoabastecido el mercado local.

La situación de crisis de abastecimiento provocó que el Estado Nacional coloque el costo de las inversiones necesarias para las ampliaciones de los gasoductos troncales, lejos de las licenciatarias, además de segmentar la oferta, facultando a la Secretaría de Energía a establecer niveles de consumo por encima de los cuales las distribuidoras no podrán abastecer de gas natural, debiendo comprar directamente a los productores con un régimen de precios crecientes que tienden a recomponer el precio del gas natural respecto del valor en dólares que poseía antes de la devaluación.

Resulta así que la lógica fundamental del modelo energético puesto en marcha durante los años 90 con la privatización de Gas del Estado permanece sin señales de cambio.



Anexo I

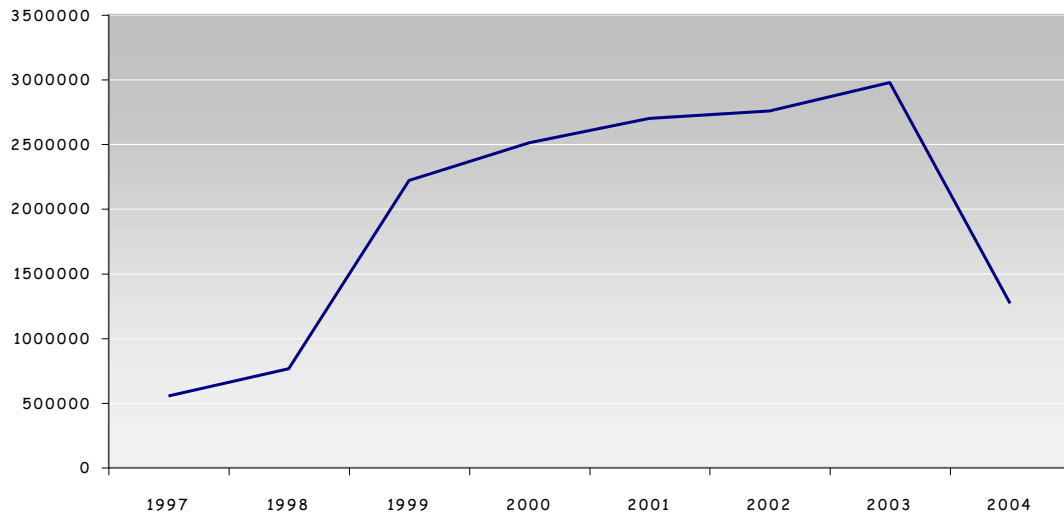


Fuente: Enargas



Anexo II

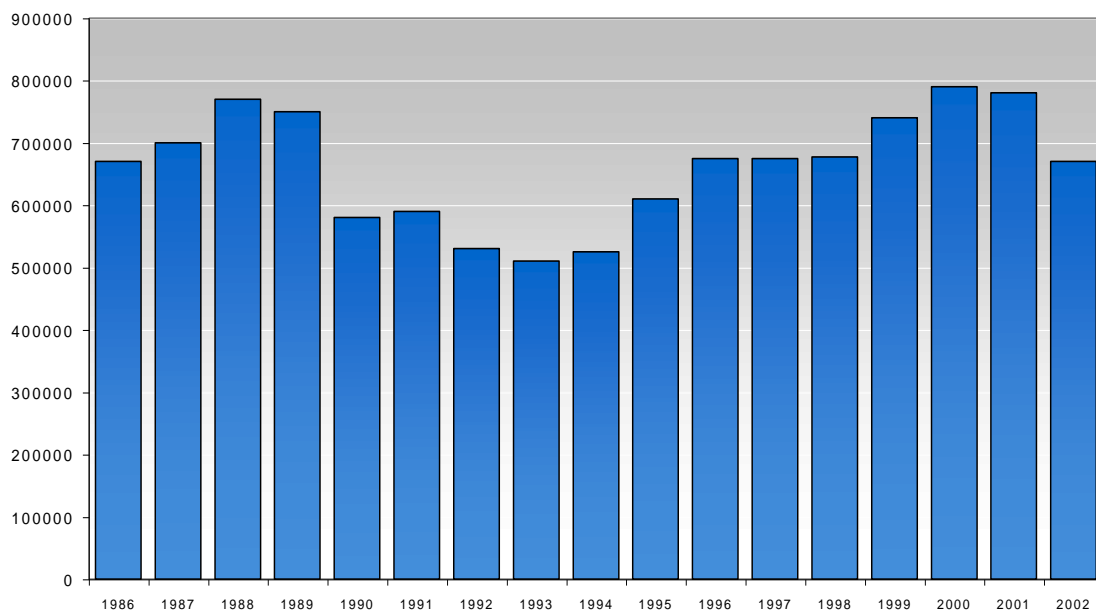
**Total de Gas Natural Exportado
A través del Sistema de Transporte**
en miles de m³



Fuente: Enargas

Anexo III

Evolución de las Reservas de Gas
en millones de m³



Fuente: Roberto Kozulj, Jornada "El abastecimiento del Gas y la Electricidad" 1/7/04.

**Anexo IV****REPSOL-YPF****INFORME ANUAL 2003****COMBUSTIBLES LÍQUIDOS (EN U\$\$/BARRIL)**

| | |
|------------------------------|--------------|
| 1.- PRECIO DE VENTA CANASTA: | 25,52 |
| 2.- COSTOS: | |
| a) DE EXPLORACIÓN: | 1,46 |
| b) DE DESARROLLO: | 2,92 |
| c) DE EXTRACCIÓN: | 1,72 |
| TOTAL (a + b + c): | 6,10 |
| Menos | |
| COSTO DE EXPLORACIÓN | 1,46 |
| | |
| TOTAL ARGENTINA | 4,64 |
| | |
| 3.- MARGEN.- | |
| | |
| PRECIO DE VENTA | 25,52 |
| Menos | |
| COSTO TOTAL ARGENTINA | 4,64 |
| | |
| MARGEN | 20,88 |