

COMISION DE RENEGOCIACIÓN  
DE CONTRATOS DE OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS

MINISTERIO DE ECONOMIA  
REPUBLICA ARGENTINA



INFORME DE GESTIÓN

AREA ENERGÍA

A DICIEMBRE DE 2002

**Buenos Aires, 24 de enero de 2003**

# INDICE

<b><u>I. MARCO GENERAL DE LA RENEGOCIACION. ANTECEDENTES</u></b>	<b>1</b>
<b><u>II. ACONTECIMIENTOS QUE GRAVITARON EN LA RENEGOCIACION</u></b>	<b>2</b>
<b><u>III. ANÁLISIS DEL SECTOR Y DEL SERVICIO</u></b>	<b>4</b>
<b><u>IV. AVANCES DE LA RENEGOCIACION</u></b>	<b>51</b>
<b><u>V. CONSIDERACIONES FINALES</u></b>	<b>59</b>
<b><u>ANEXO I: DEFINICIONES DE LOS INDICADORES DE EFICIENCIA</u></b>	<b>62</b>
<b><u>ANEXO II: MODELO DE AGENDA DE LA FASE III</u></b>	<b>65</b>

## **I. MARCO GENERAL DE LA RENEGOCIACION. ANTECEDENTES**

Los antecedentes sustanciales que deben considerarse a los efectos del marco general y específico de la renegociación de los contratos de concesión y licencias del sector energía se encuentran expuestos en el Informe de Gestión del 13 de mayo de 2002, y en el Informe del Equipo Técnico del 3 de julio de 2002.

Específicamente en este último documento se exponen, a partir de la Ley 25.561 y demás normas vinculadas, las premisas que guían el trabajo del equipo técnico en sus análisis y propuestas –puntualmente contenidas en el “Enfoque de aplicación” y los “Elementos para los acuerdos de la primera etapa”-, y que son aquellas a tomar en cuenta para la búsqueda de las soluciones que permitan transitar el período de emergencia.

Basado principalmente en un enfoque financiero, el objetivo central a procurar en esta etapa del proceso de renegociación es el de acordar con las empresas concesionarias soluciones transitorias, acordes con la realidad social y económica de la emergencia, que permitan la prestación del servicio dentro de ciertos parámetros de seguridad y calidad, y postergar para una etapa posterior, una vez que las variables socio económicas muestren signos sólidos de estabilidad y recuperación, los cambios de fondo al contrato de concesión, que regirán la prestación del servicio durante el período que resta de su duración.

Desde esta perspectiva, y dada la alta incidencia que los servicios de electricidad y de gas tienen en los consumos familiares, especialmente en los estratos de menores ingresos, se prestará especial atención a la búsqueda de soluciones que permitan morigerar los efectos de la recuperación de los ingresos de los concesionarios en los grupos sociales más vulnerables.

El Informe del 3 de julio contiene, además de lo antedicho, las conclusiones sustanciales del análisis de la información presentada por las empresas conforme las Resolución N° 20/02 del Ministerio de Economía.

En este nuevo Informe con actividades hasta diciembre de 2002, se pretende exponer, a partir de los antecedentes mencionados, una síntesis de los principales factores que gravitaron en el proceso de renegociación, tanto con relación a la situación de las empresas, la actividad y los contratos de concesión. Asimismo, en el informe se detallan los principales avances de la Fase III, que corresponde a la etapa de discusión con las empresas sobre las posibles soluciones a los problemas planteados y a la búsqueda de acuerdos para la continuidad del servicio; y por último se puntualizan algunas cuestiones que, se considera, deberían tomarse en cuenta en el tratamiento futuro de los contratos y licencias.

Adicionalmente, el Informe incluye un agregado con una síntesis de los principales avances de la renegociación de los contratos ocurridos en el mes de enero 2003.

## II. ACONTECIMIENTOS QUE GRAVITARON EN LA RENEGOCIACION

En el segundo semestre de 2002 el gobierno ha dictado normas y ha tomado diversas iniciativas que han servido de soporte y encuadramiento al proceso de renegociación, y que también han influido en su desarrollo.

Entre las normas dictadas se incluyen:

- ◆ Resolución 308/2002: Norma complementaria e interpretativa de las que rigen el proceso de renegociación de los contratos de obras y servicios públicos dispuesto por la Ley N° 25.561 y los Decretos Nros. 293/2002, 370/2002 y 1090/2002. Niveles de calidad exigibles a los concesionarios. Incumplimientos. Reclamos o presentaciones de las empresas concesionarias o licenciatarias.
- ◆ Resolución 487/2002: Exceptúa al Ente Nacional Regulador de la Electricidad y al Ente Nacional Regulador del Gas de las restricciones previstas en la Resolución N° 38/2002 del Ministerio de Economía, a fin de llevar a cabo los procesos de modificación de tarifas de acuerdo con lo establecido en los Artículos 46 de la Ley N° 24.065 y 46 de la Ley N° 24.076.
- ◆ Resolución N° 576/2002: establece el procedimiento de documento de consulta pública en el caso de los contratos y licencias incluidas en el proceso de renegociación.
- ◆ Decreto 1834/2002: Adopta medidas respecto de determinadas contingencias económicas o procesos judiciales que afecten a las Empresas Concesionarias o Licenciatarias de obras y servicios públicos, comprendidas en el proceso de renegociación dispuesto por la Ley N° 25.561, los Decretos Nros. 293/2002 y 370/2002 y la Resolución ME N° 20/2002, y durante el plazo de emergencia pública establecido en la citada Ley, con la finalidad de asegurar la continuidad y calidad de los servicios públicos que brindan.
- ◆ Decreto 1839/2002: Extiende el plazo para que el Ministerio de Economía eleve al Poder Ejecutivo Nacional las propuestas de renegociación de los contratos alcanzados por lo dispuesto en el artículo 8° de la Ley N° 25.561, que tengan por objeto la prestación de obras y servicios públicos definidos en el artículo 1° del Decreto N° 293/2002. Excepciones.

Además de estas normas, en los últimos meses del año 2002, el Gobierno impulsó tres iniciativas para concretar un aumento de emergencia de las tarifas de los servicios públicos de gas y de electricidad. Estas iniciativas fueron recurridas ante los tribunales de la justicia por organizaciones de usuarios y defensores del pueblo, y por este motivo quedaron sin efecto.

La primera de estas iniciativas, en el mes de septiembre de 2002, consistió en la convocatoria de una Audiencia Pública, a través del Ministerio de Economía, y con el apoyo de los entes reguladores respectivos.

Dada la imposibilidad legal de poner en práctica el llamado a dichas Audiencias Públicas por los motivos mencionados, la segunda iniciativa gubernamental, también en el mes de septiembre, consistió en habilitar a los entes reguladores respectivos a considerar solicitudes de aumento tarifario presentadas por las empresas concesionarias y licenciatarias.

Como este camino también fue cerrado por la vía judicial, el Poder Ejecutivo dictó, en el mes de noviembre, un Decreto de Necesidad y Urgencia otorgando un aumento, sobre los costos propios de las empresas, que resultaba en un impacto promedio, sobre la tarifa final a los usuarios, del 10% en el caso del servicio de electricidad, y del 7% en el caso del servicio de gas. Para las tarifas de usuarios residenciales de bajos consumos, el aumento era nulo. Como se señaló, esta medida también quedó sin efecto por disposición judicial.

La experiencia pone de manifiesto que estas iniciativas influyeron en la disposición de las empresas para participar en el proceso de negociación, y que recién cuando se percibió con más claridad la necesidad de procurar acuerdos para superar paulatinamente los problemas que motivaron la emergencia, se estuvo en mejores condiciones para explorar con más intensidad el camino de la renegociación.

### **III. ANÁLISIS DEL SECTOR Y DEL SERVICIO**

#### **A. ANALISIS GENERAL DEL SECTOR**

##### **A.1. La situación del Sector Gas Natural**

Transcurrido un año del inicio de la emergencia económica es posible observar efectos y situaciones generadas en el sector del gas natural:

- Las tarifas a usuarios finales se ubican por debajo de los niveles retributivos, producto de la pesificación y del congelamiento a las que se vieron sometidas.
- El precio del gas comprado por las distribuidoras (aproximadamente un tercio de su tarifa al público residencial), está expresado en sus contratos en dólares estadounidenses con los proveedores, mientras que el que autorizó el ENARGAS a trasladar a tarifas es el valor pesificado del invierno del año 2001. La negativa a aceptar estos precios por parte de los productores de gas natural, que continúan facturando y cobrando 'a cuenta' de los precios pactados en los contratos de largo plazo, mientras acumulan la 'deuda' de las empresas, produce un quebranto contingente, que continúa ampliándose con el tiempo.
- Una caída en la demanda de gas, pequeña en el periodo invernal pero mayor a principios y fines del año 2002, con un comportamiento sectorial y regional heterogéneo, desde que algunas distribuidoras aumentaron sus ventas.
- Los sectores correspondientes a los consumidores Residenciales son los que muestran haber reducido menos consumos por efectos de la crisis, de fuerte impacto en los Comerciales e Industriales, asociados al deterioro de la capacidad de compra y a la retracción de los consumos. El GNC sigue aumentando sus ventas
- El incremento del vandalismo y los robos en las instalaciones aisladas, la morosidad e incobrabilidad en las empresas distribuidoras.
- La emisión de cuasi monedas en jurisdicciones provinciales y la obligación impuesta por los estados provinciales a las Licenciatarias de aceptarlas como pago por el 100% de cada factura. Las dificultades de conversión a pesos para sus compromisos, sobre todo con los proveedores de gas y transporte, que representan entre el 50% y 66% de sus ventas, genera sobrecostos para las empresas, afectando adicionalmente la liquidez y la capacidad de pago.
- Desaparición del crédito interno y externo.
- Cancelación de las inversiones de riesgo y de expansiones en el sector. En el caso de TGN, la empresa informa que ha debido suspender las inversiones para ampliar el sistema de transporte a pesar de una obligación contractual con un cliente en San Nicolás (Provincia de Buenos Aires), dado que las tarifas en pesos no cubrirían los

costos. TGS también informó que abandonó un proyecto de expansión del gasoducto San Martín por no poder invertir la suma remanente a enero de 2002.

- Se incrementaron durante el 2002 los costos del servicio, con impactos diferentes entre los costos operativos y los de inversión y reposición, producto de la distinta participación de la componente de mano de obra, prácticamente congelada comparada con la tasa de cambio y con la evolución de otros insumos típicos en el servicio.
- La ley de emergencia manda a las compañías a mantener el servicio que les fuera licenciado en las condiciones de confiabilidad y seguridad necesarias. Las compañías manifiestan que no desean reducir los márgenes de las prestaciones, sino mantener el mismo grado de calidad del año 2001, siempre que cuenten con los ingresos que se lo permitan.
- Los datos disponibles señalan que las empresas distribuidoras, ante los problemas de iliquidez y endeudamiento y las señales económicas implícitas en la devaluación de la moneda y pesificación de las tarifas, han orientado su gestión a las siguientes prioridades: pago de intereses, salarios, mantenimiento correctivo y en la medida de las disponibilidades, inversiones relacionadas con la seguridad y calidad de servicio.
- Las empresas distribuidoras han reducido los recursos destinados al mantenimiento del sistema y reclaman no contar con recursos de caja como para afrontar la totalidad de sus responsabilidades contractuales.
- En general, no se registra por el momento un deterioro en la calidad técnica del servicio, situación que puede ser explicada por la reserva en las instalaciones generada en las inversiones concretadas hasta el año 2001.
- Se ha paralizado, debido a la inestabilidad de la situación macroeconómica, el proceso de Revisión Quinquenal Tarifaria II, el segundo, que debía llevar a cabo el ENARGAS durante el año 2002 y regiría desde 2003 hasta 2007.
- Las empresas reclaman las deudas que el Estado tiene por prestación de servicios, lo que se aplica en algunos casos a provincias y municipios.
- Reclaman la exención del impuesto a las ganancias presuntas, que durante los primeros años se constituye en un costo, debido a que no habrá ganancias en sus resultados.
- Reclaman también simetría en el sacrificio compartido, de modo que los diversos organismos y administraciones del Estado – incluido el ENARGAS - se abstengan de incorporar normas que incidan sobre los costos de las empresas, aumentos de tasas y contribuciones en las circunstancias de la emergencia, donde se han reducido drásticamente sus posibilidades de hacer frente a los costos propios.

## **A.2. La situación del sector Eléctrico**

Transcurrido un año del inicio de la emergencia económica es posible observar efectos y situaciones generadas por la misma en el sector eléctrico:

- Una retracción de la demanda de energía con signos de leve recuperación hacia fines de año, con un comportamiento sectorial y regional heterogéneo.
- Los sectores correspondientes a tarifas R1, R2, G1 y G2 son los que muestran, en general, haber sufrido los mayores efectos de la crisis, asociados al deterioro de la capacidad de compra y a la retracción del consumo.
- El incremento de las pérdidas negras, morosidad e incobrabilidad en las empresas distribuidoras.
- Las tarifas a usuarios finales se ubican por debajo de los niveles retributivos producto de la pesificación y del congelamiento virtual a las que se vieron sometidas.
- Los pagos a CAMMESA, por parte de algunas distribuidoras, se encuentran en estado de mora, situación que afectó el pago de servicios a generadores y transportistas. La presencia de cuasi monedas o de monedas locales en distintas jurisdicciones provinciales, la obligación de aceptarlas por parte de los concesionarios y las dificultades de conversión a pesos para los pagos a proveedores y a CAMMESA, generó sobrecostos para las empresas en tales jurisdicciones, afectando adicionalmente la liquidez y la capacidad de pago.
- Los precios de la energía en el mercado Spot, a pesar de las modificaciones introducidas en los mecanismos de declaración de precios, se muestran deprimidos producto de un año hidrológico rico y a la mencionada retracción de la demanda. La caída de precios afecta a los generadores térmicos, en algunas situaciones con mayor severidad, producto de las exclusiones observadas en el despacho económico.
- Prácticamente ha desaparecido el crédito a la inversión de riesgo en el sector.
- No se observan inversiones en ampliaciones de la oferta térmica, salvo las escasas excepciones relacionadas con el cierre de contratos anteriores a la emergencia económica.
- Se han suspendido las obras de ampliación del sistema de transporte y no se observan acciones tendientes a iniciar, en el corto plazo, inversiones en el mismo.
- Se incrementaron los costos en toda la cadena del servicio eléctrico, con impactos diferenciados entre los costos operativos y los de inversión o reposición, producto fundamentalmente de la distinta participación de la componente mano de obra, prácticamente congelada si se la compara con la modificación de la tasa de cambio y con la evolución de otros insumos típicos en el servicio.
- Los datos disponibles señalan que las empresas distribuidoras ante los problemas de liquidez y en algunos casos de endeudamiento y ante la modificación de las señales económicas, implícitas en la devaluación de la moneda y pesificación de las

tarifas, han orientado su gestión ajustándola a las siguientes prioridades: pago de intereses, pagos a CAMMESA, gestión comercial a los fines de limitar los efectos negativos de la crisis sobre la conducta del consumidor que se expresa en el incremento de las pérdidas negras, el cubrimiento de salarios, el mantenimiento fundamentalmente correctivo, las inversiones asociadas a nuevos suministros y en la medida de las disponibilidades a las inversiones relacionadas a la seguridad.

- Las empresas distribuidoras y transportistas han reducido los recursos humanos y físicos destinados a la operación y mantenimiento del sistema – especialmente contratos con terceros - y reclaman no contar con recursos de caja como para afrontar la totalidad de sus responsabilidades contractuales.
- En general, no se registra por el momento un deterioro en la calidad de servicio técnico, situación que puede ser explicada, en forma significativa por la retracción de la demanda, las condiciones climáticas favorables y la reserva en las instalaciones generada por las inversiones concretadas hasta el año 2001.
- El despacho económico, producto de las condiciones de alta hidraulicidad, de los cambios relativos en las declaraciones de precios de los generadores térmicos y de una disminución de la generación forzada en algunas áreas, ante la decisión de las distribuidoras de asumir mayores riesgos reduciendo sus costos, ha introducido modificaciones en la distribución espacial de la generación en el SADI, en algunos casos de significación, produciendo solicitudes adicionales en el sistema de transporte en AT y acentuando las debilidades estructurales de los sistemas de distribución troncal, con efectos negativos sobre la calidad de producto y potenciales sobre la ENS.
- El sector eléctrico acumula recursos, actualmente inmovilizados, como los asociados a la cuenta Salex de distintos corredores y como los acumulados en el Fondo Fiduciario.
- Se han paralizado los procesos de revisión tarifaria en EDENOR S.A., EDESUR S.A. y EDELAP y el sector de transporte de energía se encuentra próximo a terminar su segundo período quinquenal y por lo tanto a ingresar a un nuevo proceso de revisión tarifaria.
- Las señales económicas se han distorsionado y no constituyen en algunos casos señales coherentes que privilegien el uso eficiente de los escasos recursos. La relación entre los costos, sobre todo los de inversión asociados a la expansión y a la calidad y el valor de las penalizaciones – por ejemplo el de la ENS – se ha modificado en favor de los primeros, llevando esta situación a un nuevo punto de indiferencia económica en las relaciones costo-calidad, que traerá asociado un deterioro de las condiciones de calidad y que guarda relación con las visibles modificaciones en las prioridades empresarias.
- En tanto no se inicie el proceso de recomposición de la tarifa, el actual sistema de penalizaciones al que están sujetas las distribuidoras de energía producto de fallas externas a los sistemas de distribución, no parece ser equitativo ante el deterioro generalizado de las relaciones costo – calidad y ante la falta de soluciones que

posibiliten generar y asignar recursos para afrontar las ampliaciones en el sistema de transporte.

### **A.3. La renegociación de los contratos y el tránsito de la emergencia en el sector de Gas Natural y en el Sector Eléctrico**

Tomando en consideración la evaluación del impacto de la emergencia económica sobre el sector y a partir de las pautas establecidas por el Ministerio de Economía, de *“procurar, en la medida de las posibilidades y con el criterio de sacrificio compartido, adecuar de común acuerdo los contratos de concesión o de licencia, durante el período de emergencia y hasta tanto sea superada dicha situación, sin introducir cambios estructurales”*, se considera sustancial que el proceso de renegociación con cada una de las empresas se lleve adelante bajo una óptica integral. Que sin descuidar la problemática de cada una de las empresas y las del mercado, atienda en forma equilibrada y armónica las necesidades del sector, que demandará esfuerzos adicionales de coordinación entre los responsables de los distintos ámbitos de decisión.

Para la etapa de emergencia y en sus distintas fases se considera que:

#### **Gas Natural**

- Se deben realizar los máximos esfuerzos con el objeto de ajustar los costos de las empresas y el manejo eficiente de los recursos, en concordancia con las necesidades de caja de las empresas, la capacidad de pago del mercado y el objetivo de preservar la calidad del servicio técnico.
- Imponer en la emergencia mecanismos de selección de las inversiones impostergables en los sistemas de distribución y de transporte de gas natural, estableciendo procedimientos y responsabilidades para la ejecución de los programas seleccionados y en la asignación de recursos.
- Las empresas y el Ente Regulador manifiestan que la calidad del servicio en términos de seguridad y confiabilidad no es negociable y las compañías se han comprometido a mantenerla.
- Las señales económicas deben adaptarse a los fines de que el esfuerzo en la transición se distribuya equitativamente entre los clientes finales, los concesionarios de los distintos segmentos del sistema y el Estado, modificando o eliminando aquellas que distorsionan los objetivos en el marco de la restricción de recursos.
- Evitar aquellas medidas que afectan la liquidez de las empresas, sin que aporten a los objetivos de la emergencia.
- Establecer mecanismos que permitan un ajustado seguimiento del impacto de la modificación de las variables macroeconómica o de modificaciones en las obligaciones.

- Adecuar las responsabilidades de control a las pautas y a la eficiencia que impone la emergencia.
- Avanzar en el diseño de la tarifa social, con criterios que mejor capten la incapacidad de pago.
- Eliminar la mora del estado para con las concesionarias.

### ***Electricidad***

- Se deben realizar los máximos esfuerzos con el objeto de ajustar los costos de las empresas y el manejo eficiente de los recursos, en concordancia con las necesidades de caja de las empresas, la capacidad de pago del mercado y el objetivo de preservar la calidad del servicio técnico.
- Los recursos adicionales para cada segmento del sector, vía ajustes tarifarios de emergencia, deberán tener en cuenta la necesidad de complementación con recursos adicionales que atiendan las inversiones en el sector transporte para salvar las actuales debilidades estructurales de los sistemas y aquellas otras necesidades que se acentuarán con el crecimiento de la demanda. En particular es necesario contemplar que los incrementos tarifarios para el sector transporte cubren exclusivamente las responsabilidades de O&M y de inversión de reposición y no contemplan las inversiones de ampliación.
- Los recursos que demanda el desarrollo del sistema de transporte en la emergencia, podrían venir de un replanteo en la utilización de los fondos de correspondiente a las cuentas Salex, los del Fondo Fiduciario y los que adicionalmente su puedan generar mediante la aplicación específica de una “tarifa estampilla”.
- Son convenientes medidas que tiendan a acentuar la recuperación gradual del segmento generación y que alienten la continuidad de los generadores en el SADI y disminuyan las condiciones de volatilidad que agravan el desempeño de algunos sistemas de distribución troncal.
- Establecer criterios razonables para la determinación de los despachos de seguridad y así como en la asignación de responsabilidades en los sobrecostos que generan, de tal forma que posibiliten en cada caso resolver adecuadamente el conflicto de gastar en la reducción del riesgo o invertir en la solución estructural.
- Imponer en la emergencia mecanismos de selección de las inversiones impostergables, estableciendo procedimientos y responsabilidades para la ejecución de los programas seleccionados así como en la asignación de recursos, con el objeto de atender prioritariamente la oportunidad de las ampliaciones del sistema.
- Los regímenes de calidad de servicio deberán ajustarse a los objetivos de costos eficientes compatibles con la emergencia, con los cambios relativos observados

en la evolución de los costos de los insumos, con la necesidad de preservar los niveles de calidad del servicio técnico y con la austeridad que demanda la caída en la capacidad de pago de amplios sectores del mercado.

- Las señales económicas deben adaptarse a los fines de que el esfuerzo en la transición se distribuya equitativamente entre los clientes finales, los concesionarios de los distintos segmentos del sistema y el estado, modificando o eliminando aquellas que distorsionan los objetivos en el marco de la restricción de recursos.
- Evitar aquellas medidas que afectan la liquidez de las empresas, sin que aporten a los objetivos de la emergencia.
- Establecer mecanismos, que permitan un ajustado seguimiento del impacto de las modificación de las variables macroeconómica o de modificaciones en las obligaciones.
- Adecuar las responsabilidades de control a las pautas y a la eficiencia que impone la emergencia.
- Avanzar en el diseño de la tarifa social, con criterios que mejor capten la incapacidad de pago.
- Eliminar la mora del estado para con las concesionarias.

**A.4. Evolucion de la Demanda de Gas Natural durante el año 2002**  
**Informe con datos a Noviembre 2002.**

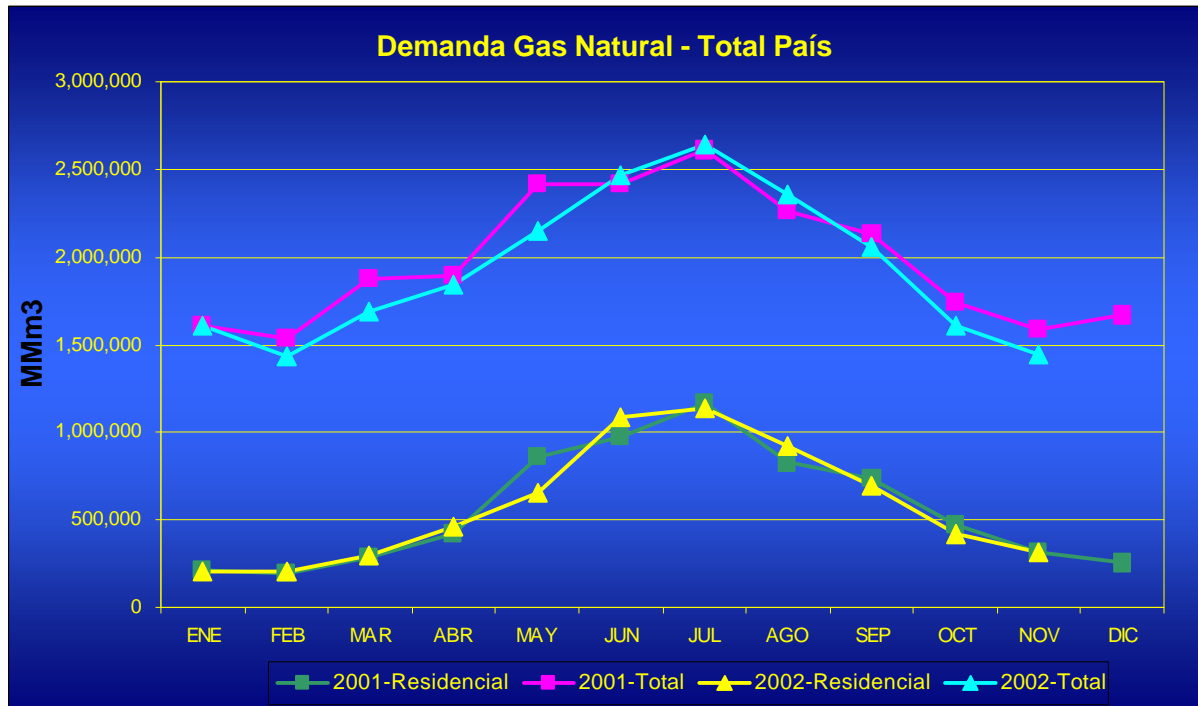
***Demanda a Nivel País***

La evolución de la demanda que se analiza en este punto es la presentada por las Distribuidoras y los Grandes Usuarios que se abastecen a través de sus redes, no incluyendo a los Grandes Usuarios conectados directamente a las redes de las empresas Transportadoras. La información acerca de las cantidades consumidas ha sido relevada del sitio de internet del ENARGAS a enero de 2003.

En el período Enero-Noviembre de 2002 se registró un consumo total de 21.295 millones de m3 de gas natural, que representa una disminución del 3,5% con respecto al consumo del año 2001.

En millones de m3	<b>Enero - Noviembre 2001</b>	<b>Enero – Noviembre 2002</b>
Demanda Total Distribuidoras	22.068	21.294
Variación (%)		<b>-3.5%</b>

La curva de consumo anual es la siguiente:



Se incluye en el gráfico la demanda de clientes Residenciales, que en el período 2002 (hasta noviembre) han disminuido su demanda con respecto al mismo período del 2001 en un 0,8%.

Si consideramos una división estacional del consumo de gas natural, podemos observar que la caída de demanda fue mucho menor en los meses del invierno ( mayo a septiembre), la caída de la demanda fue del 1,4% con respecto al invierno anterior.

Período – Total País	2001	2002	Dif.
enero-abril	6,911	6,577	-4.8%
mayo-septiembre	11,831	11,667	-1.4%
octubre-noviembre	3,326	3,051	-8.3%
<b>Total</b>	<b>22,068</b>	<b>21,296</b>	<b>-3.5%</b>

En el caso de la demanda de los residenciales, la caída en el invierno coincidió con la caída porcentual del total.

<b>Período – Residencial</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>Dif.</b>
enero-abril	1,112	1,172	5.4%
mayo-septiembre	4,561	4,499	-1.4%
octubre-noviembre	780	731	-6.3%
<b>Total</b>	<b>6,453</b>	<b>6,403</b>	<b>-0.8%</b>

En el caso de los consumos industriales (tarifas FD/ID/FT/IT/T/D), la caída del consumo fue del 7,4%, incrementándose en el último período a 15,7%.

<b>Período – Industrias</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>Dif.</b>
enero-abril	4,486	4,133	-7.9%
mayo-septiembre	4,927	4,740	-3.8%
octubre-noviembre	1,857	1,567	-15.7%
<b>Total</b>	<b>11,270</b>	<b>10,440</b>	<b>-7.4%</b>

Por el contrario, el consumo general de GNC se ha incrementado significativamente, presumiblemente por la sustitución de combustibles que se viene realizando crecientemente ante el importante aumento en el costo de las naftas.

<b>Período – GNC</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>Dif.</b>
enero-abril	577	591	2.3%
mayo-septiembre	791	864	9.2%
octubre-noviembre	316	373	17.9%
<b>Total</b>	<b>1,684</b>	<b>1,827</b>	<b>8.5%</b>

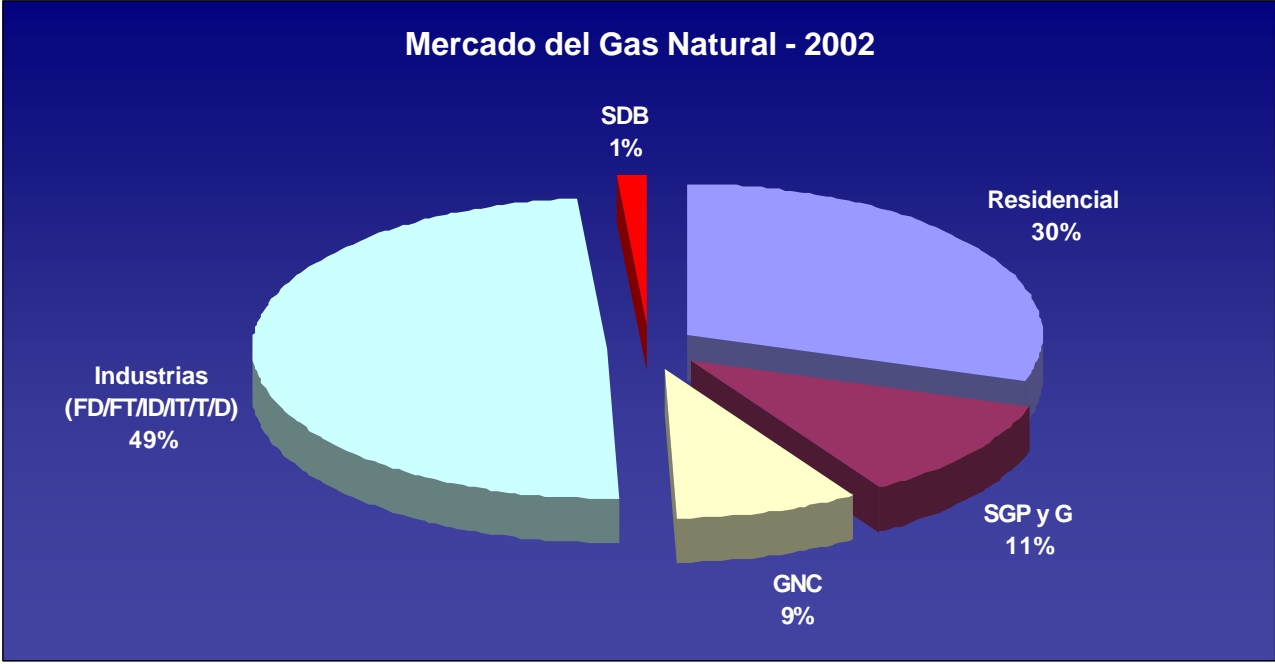
A modo de resumen, se presentan los datos con apertura mensual:

TOTAL PAIS en Millones de m3	Residencial			SGP y G			GNC		
	2001	2002	Dif.	2001	2002	Dif.	2001	2002	Dif.
ENE	216	209	-3%	150	130	-13%	145	147	1%
FEB	190	207	9%	152	136	-10%	132	135	2%
MAR	282	297	5%	175	157	-10%	151	153	2%
ABR	424	460	9%	202	193	-5%	150	156	4%
MAY	858	654	-24%	280	229	-18%	158	164	4%
JUN	969	1.088	12%	297	321	8%	154	164	7%
JUL	1.166	1.138	-2%	310	315	2%	162	178	10%
AGO	828	923	11%	261	271	4%	161	178	11%
SEP	740	696	-6%	231	231	0%	155	179	15%
OCT	467	416	-11%	188	181	-4%	162	188	16%
NOV	312	315	1%	154	164	6%	154	185	20%
DIC	255	0		146	0		156	0	
<b>Totales (h/Nov)</b>	<b>6.453</b>	<b>6.403</b>	<b>-0,8%</b>	<b>2.398</b>	<b>2.329</b>	<b>-2,9%</b>	<b>1.684</b>	<b>1.827</b>	<b>8,5%</b>

TOTAL PAIS en Millones de m3	Industrias (FD/FT/ID/IT/T/D)			SDB			Total		
	2001	2002	Dif.	2001	2002	Dif.	2001	2002	Dif.
ENE	1.083	1.111	3%	11	12	12%	1.605	1.609	0%
FEB	1.055	941	-11%	12	13	10%	1.540	1.432	-7%
MAR	1.248	1.068	-14%	15	17	16%	1.870	1.693	-9%
ABR	1.100	1.013	-8%	19	21	9%	1.896	1.844	-3%
MAY	1.091	1.073	-2%	34	31	-9%	2.421	2.151	-11%
JUN	957	845	-12%	37	46	24%	2.415	2.465	2%
JUL	925	963	4%	43	49	13%	2.606	2.643	1%
AGO	978	944	-3%	33	40	20%	2.261	2.356	4%
SEP	975	916	-6%	28	31	13%	2.129	2.053	-4%
OCT	908	807	-11%	18	20	8%	1.743	1.611	-8%
NOV	950	760	-20%	13	16	29%	1.583	1.440	-9%
DIC	1.098			11	0		1.666	0	
<b>Totales (h/Nov)</b>	<b>11.270</b>	<b>10.440</b>	<b>-7,4%</b>	<b>263</b>	<b>297</b>	<b>12,9%</b>	<b>22.068</b>	<b>21.296</b>	<b>-3,5%</b>

El mercado de gas está fuertemente ligado al sector industrial que representa alrededor de la mitad del consumo del país. Por su parte, el consumo residencial representa el 30% del consumo anual, pero es altamente estacional dado que su consumo en invierno duplica al consumo anual promedio. En cambio, los consumos industriales máximos sólo son un 18% mayores al promedio anual, pero está influido por los cortes que se realizan a los usuarios con servicios interrumpibles.

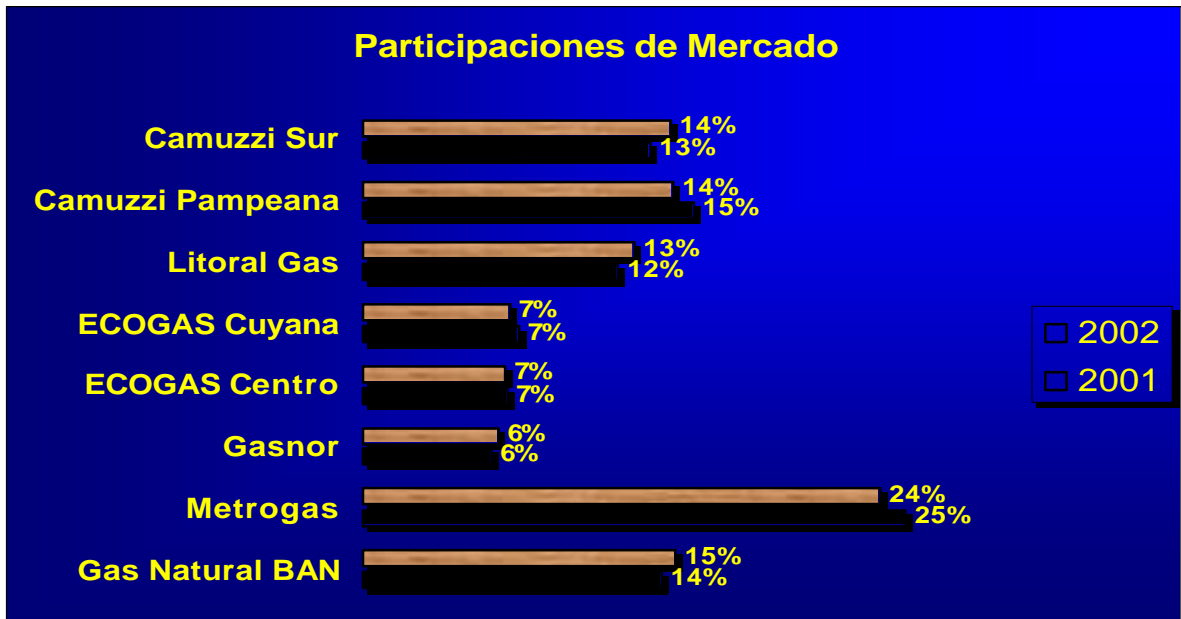
A continuación se grafica la estructura del mercado a nivel nacional:



***Demanda de las Empresas Distribuidoras***

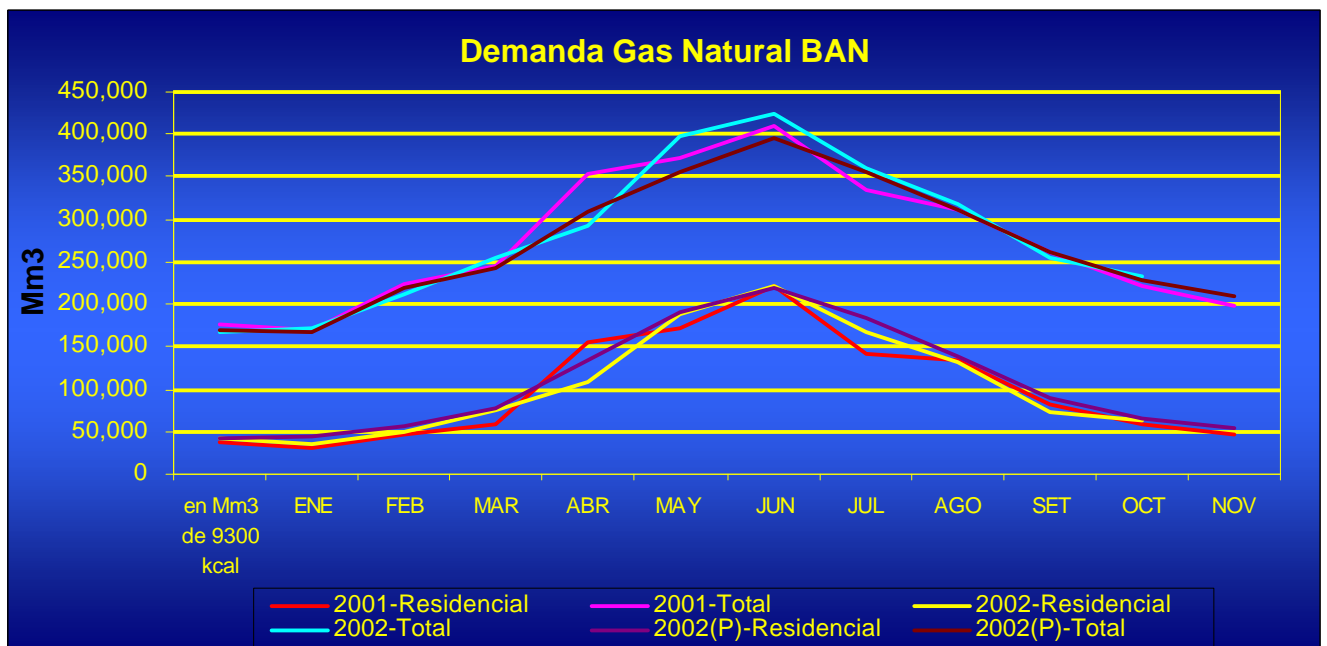
A nivel de cada distribuidora, la demanda de cada una varió en el año de la siguiente manera:

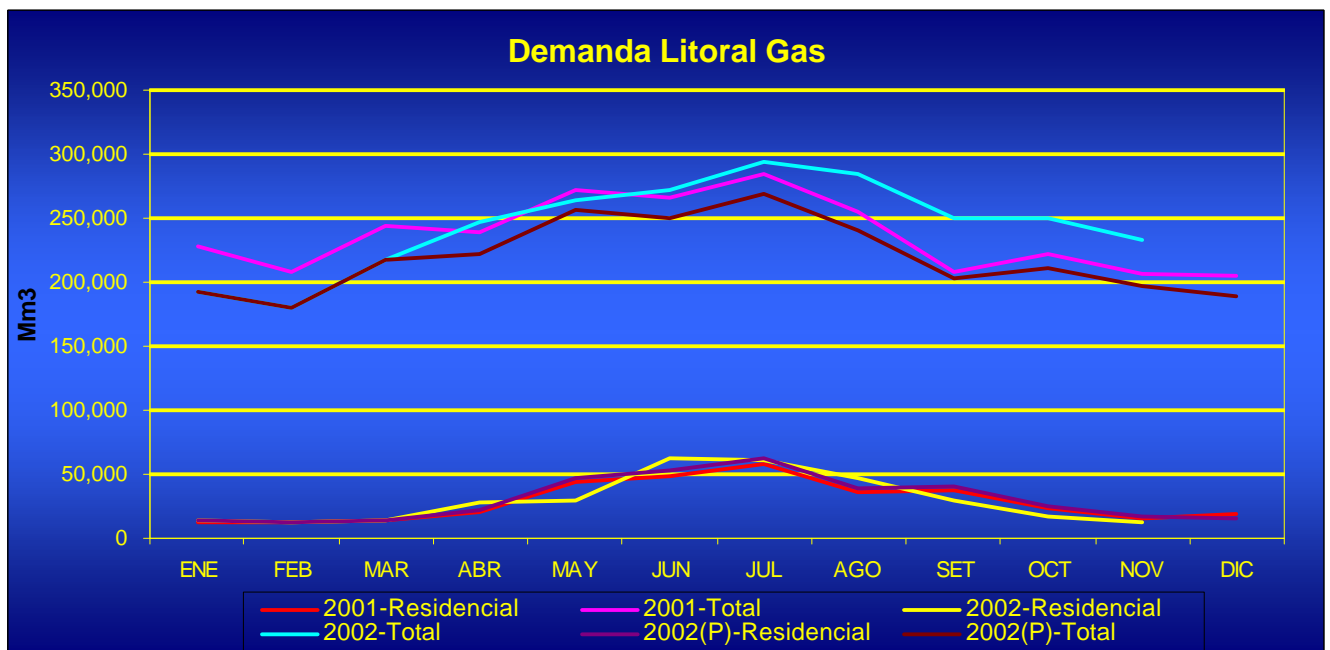
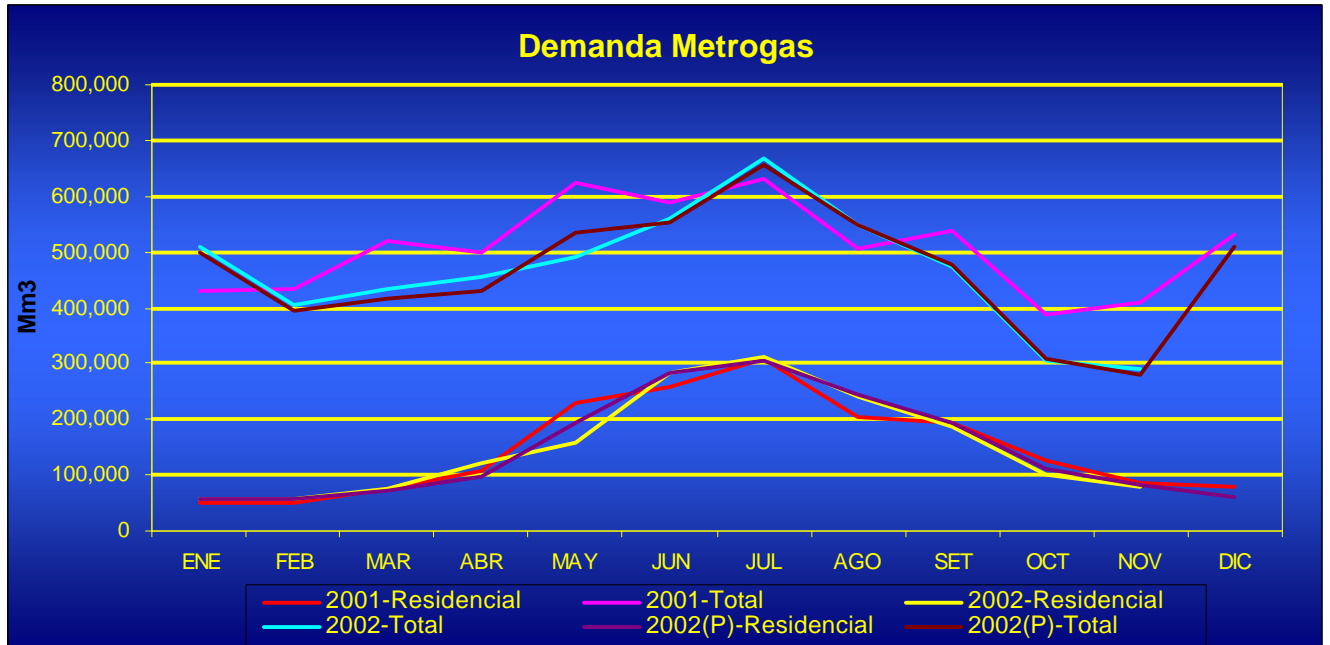
En millones de m3	2001	2002	Dif.
Gas Natural BAN	3,081	3,093	0.4%
Metrogas	5,570	5,143	-7.7%
Gasnor	1,334	1,355	1.5%
ECOGAS Centro	1,491	1,419	-4.8%
ECOGAS Cuyana	1,609	1,466	-8.9%
Litoral Gas	2,631	2,683	2.0%
Camuzzi Pampeana	3,403	3,073	-9.7%
Camuzzi Sur	2,948	3,063	3.9%
<b>TOTAL PAIS</b>	<b>22,068</b>	<b>21,296</b>	<b>-3.5%</b>

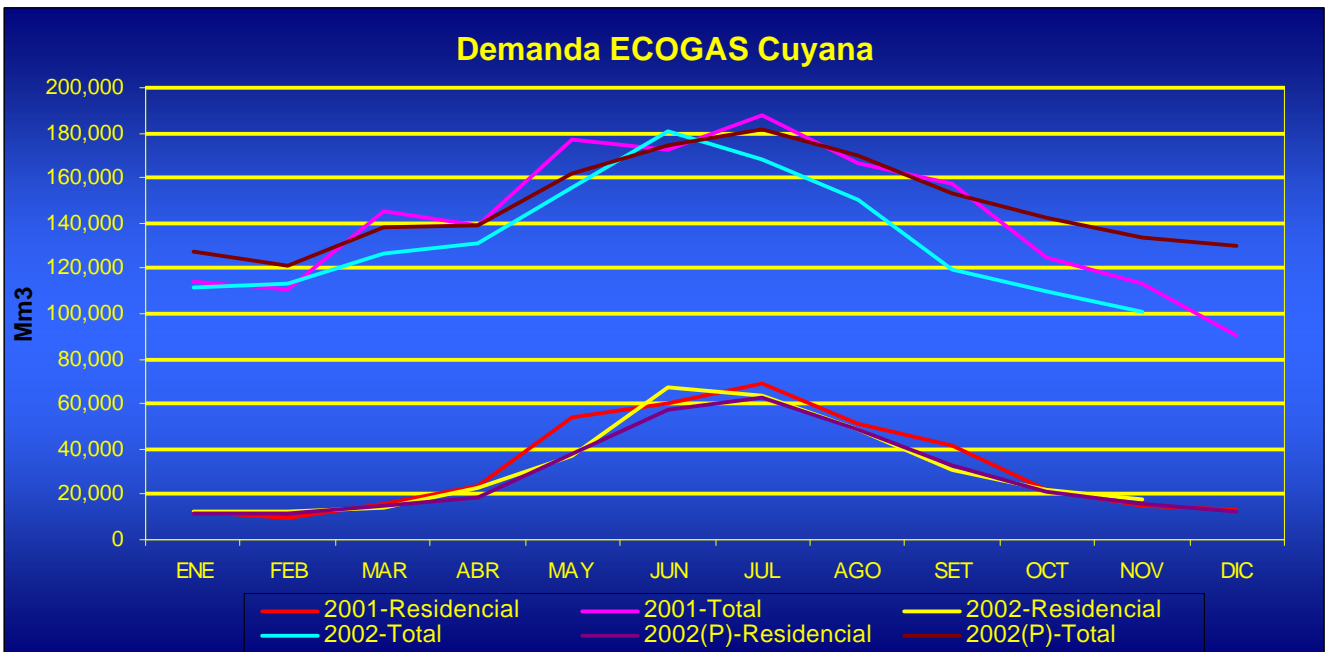
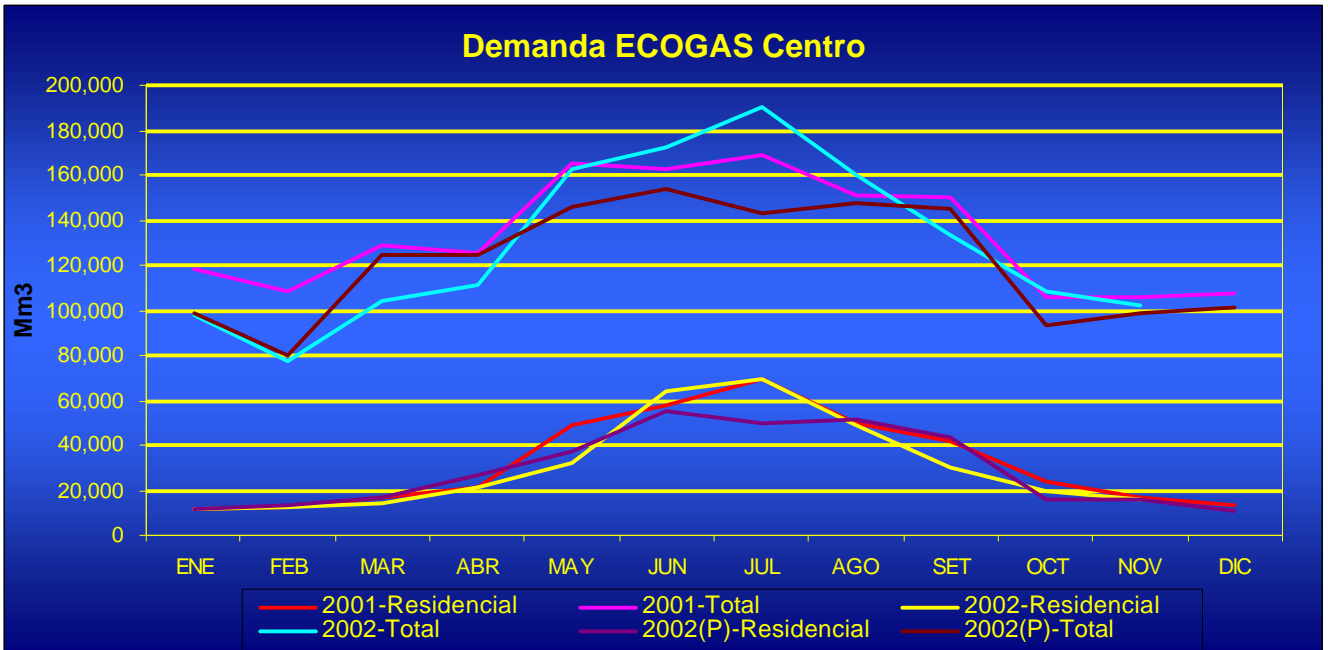


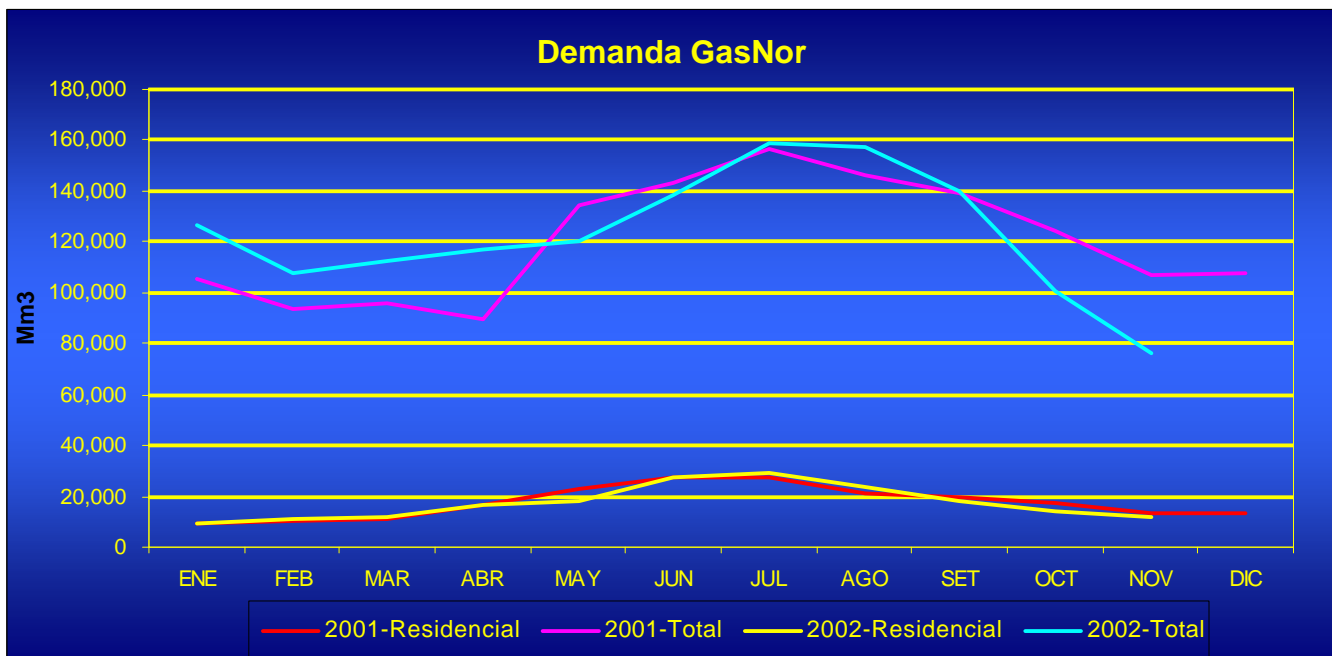
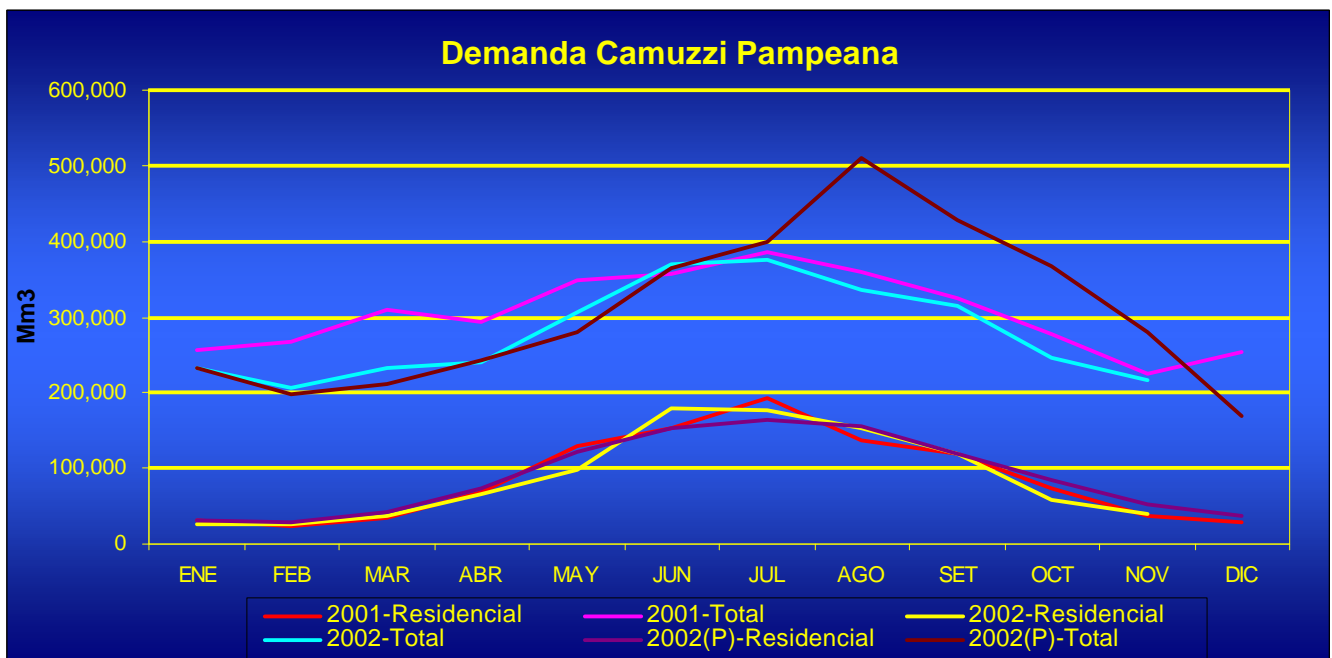
Como se puede ver, las participaciones se han modificado levemente, destacándose las fuertes caídas de la demanda registradas en Camuzzi Pampeana y ECOGAS Cuyana.

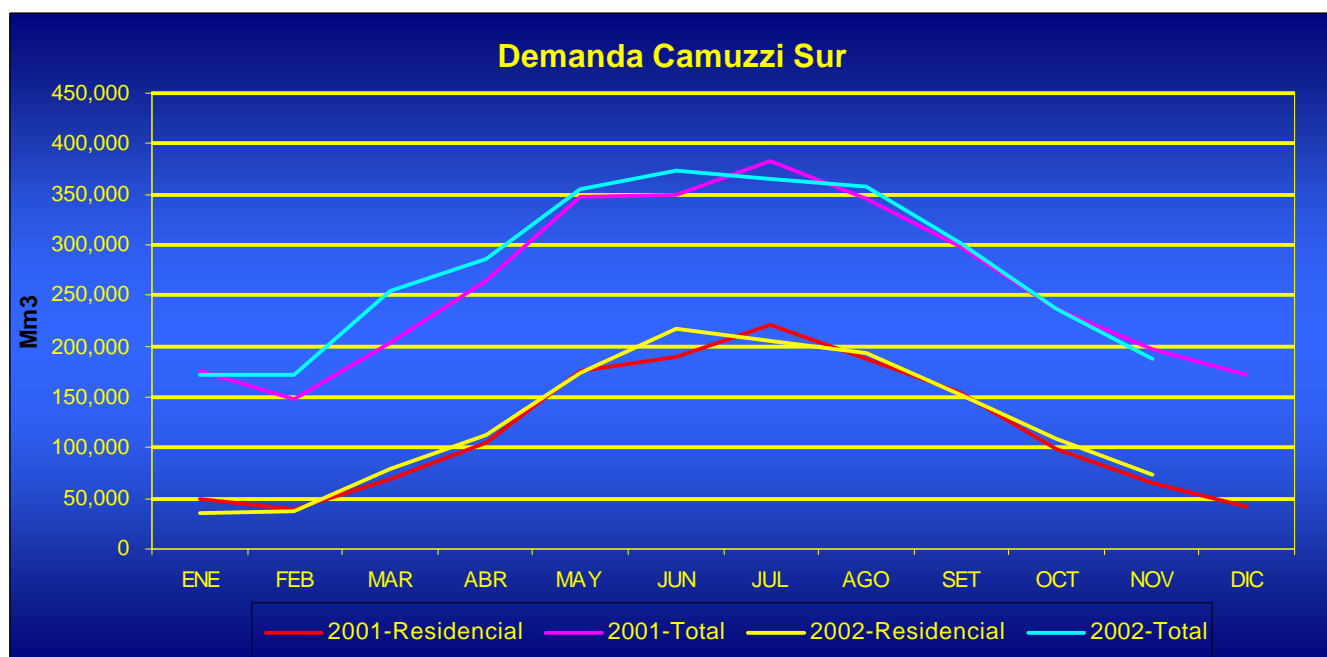
A continuación se presentan los gráficos de cada compañía:











## Conclusión

La caída de la demanda del año 2002 se ve fuertemente influida por la disminución de la demanda industrial, presumiblemente afectada por la baja en la actividad que ha producido una baja en el PBI.

Se estima que el consumo del 2003 se verá influido en cierta manera por las temperaturas que se registren en el invierno para el caso de los usuarios residenciales. En cambio, se espera un crecimiento en el sector industrial en línea con el crecimiento de la actividad del sector y el crecimiento del PBI, estimado según algunas fuentes en alrededor de un 5%. Por su parte, se espera un crecimiento sostenido en la demanda de GNC producto del proceso de sustitución de combustibles que se ha venido dando desde mediados del 2002.

## A.5. Evolucion de la Demanda del Sector Eléctrico durante el año 2002 Informe Noviembre 2002.

### ***Demanda en el Mercado Mayorista***

La demanda de energía<sup>1</sup> de los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (Demanda MEM)<sup>2</sup> está integrada por los requerimientos de los Distribuidores y los Grandes

<sup>1</sup> El balance de oferta y demanda de energía está integrado por los siguientes conceptos:

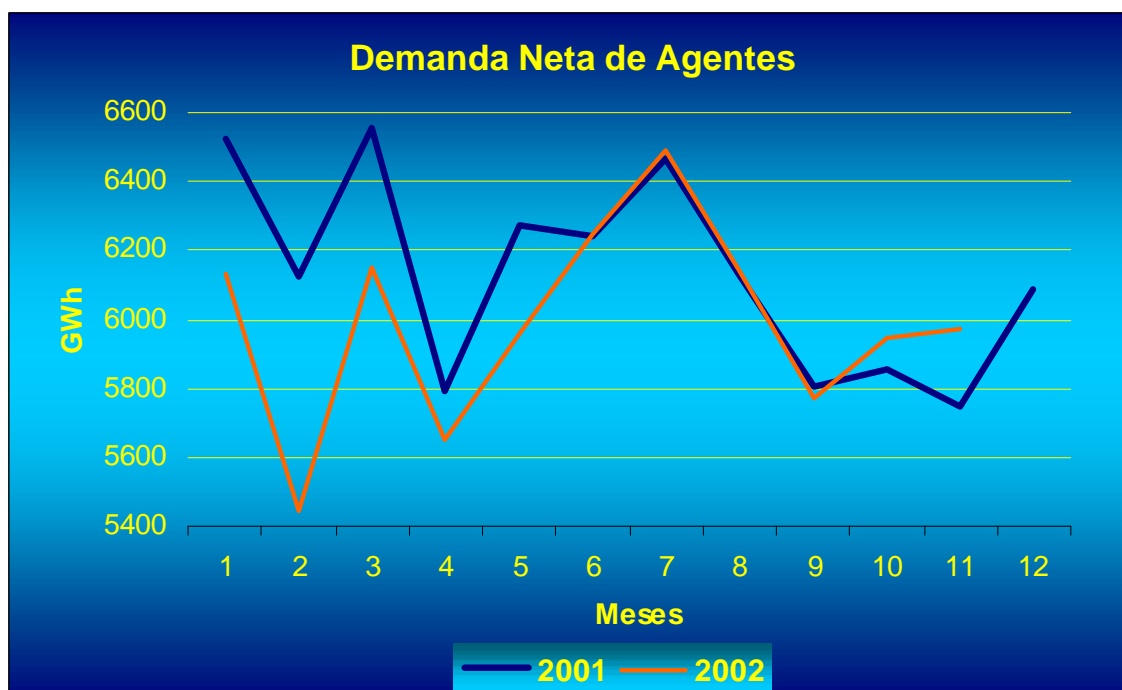
Generación (Térmica-Hidro-Nuclear) + Importaciones = Demanda MEM + Bombeo + Pérdidas + Exportación  
En este punto se analiza la evolución de la Demanda MEM, que representa la demanda interna de energía eléctrica de gran parte del país.

<sup>2</sup> Excluye al Sistema Patagónico.

Usuarios. Esta demanda, que abastece al mercado interno, disminuyó en el periodo Enero – Noviembre 2002 un 2.4 % respecto al mismo periodo del año 2001.

	<b>Enero - Noviembre 2001</b>	<b>Enero – Noviembre 2002</b>
Demanda Neta de los Agentes del MEM (GWh)	67.510	65.905
Variación (%)		<b>-2.4%</b>

Durante los últimos cinco meses (Junio – Noviembre) se ha registrado aumentos del 0.1 y el 0.9 % respecto al mismo lapso del año 2001. Ello significa un quiebre en la tendencia declinante que se venía observando desde mediados del año pasado. Sin embargo, es prematuro plantear el inicio de un proceso de crecimiento sostenido visto la fragilidad de la situación socio - económica. En el gráfico siguiente se muestra la evolución comparada del periodo 2001 y 2002.



### ***Demanda de los Agentes***

Como fuera mencionado al principio, los agentes del mercado son principalmente Distribuidores que venden su energía a usuarios finales y Grandes Usuarios que contratan su abastecimiento directamente con un generador.

En el periodo Enero – Noviembre, se observa un comportamiento relativamente diferenciado entre ambos. Mientras que los requerimientos de los distribuidores registran una baja del 1.7 %, la demanda de los grandes usuarios cae mucho más que ese valor (-4.7%).

<b>Demanda Neta de los Agentes del MEM (GWh)</b>	<b>Enero – Noviembre 2001</b>	<b>Enero – Noviembre 2002</b>
<b>Distribuidores</b>	<b>52.496</b>	<b>51.600</b>
Variación (%)		<b>-1.7 %</b>
<b>Grandes Usuarios</b>	<b>15.015</b>	<b>14.305</b>
Variación (%)		<b>-4.7 %</b>
<b>TOTAL</b>	<b>67.510</b>	<b>65.905</b>
Variación (%)		<b>-2.4 %</b>

De aquí puede apreciarse cómo la crisis ha impactado en los sectores productivo y de servicios más relevantes del país. Las empresas que componen el grupo de grandes usuarios son principalmente:

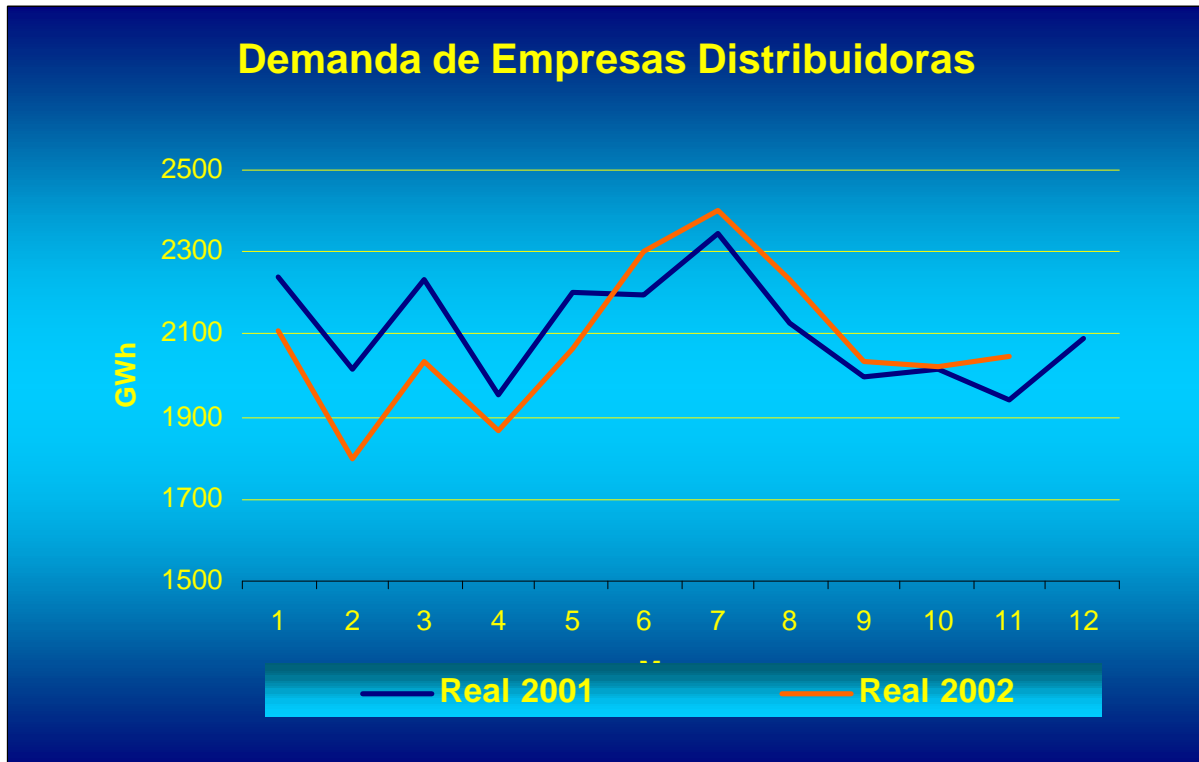
<b>Tipo de Empresas</b>	<b>Porcentaje sobre el Total</b>	<b>Empresas del Grupo</b>
Industrias Metálicas Básicas	23 %	Aluar, Acindar, Siderca, Sulfacid, Siderar, etc.
Sustancias y Productos Químicos	16 %	YPF(Refinerías y Petroquímica), Petroquímica Río III, Indupa, Profértil, Petroken, Complejo PBB
Explotación de Minas y Canteras	13 %	YPF, Astra y Pérez Companc (yacim. de petróleo), Minera Alumbreira
Electricidad, Gas y Agua	10 %	Aguas Argentinas, Mega, Cooperativas Eléctricas (Cdro. Rivadavia, Neuquén)

### ***Demanda de las Empresas Distribuidoras***

Edenor, Edesur y Edelap concentran el 35 % del mercado de los Distribuidores. La evolución de la demanda de estas tres empresas presenta un sendero similar a la observada a nivel global. En efecto, durante el periodo Enero – Noviembre 2002, la caída de este indicador respecto al mismo lapso del año 2001 es del 1.5 %, tal como se muestra en el cuadro siguiente.

	<b>Enero – Noviembre 2001</b>	<b>Enero – Noviembre 2002</b>
Demanda Edenor – Edesur – Edelap (GWh)	23.264	22.920
Variación (%)		<b>-1.5 %</b>

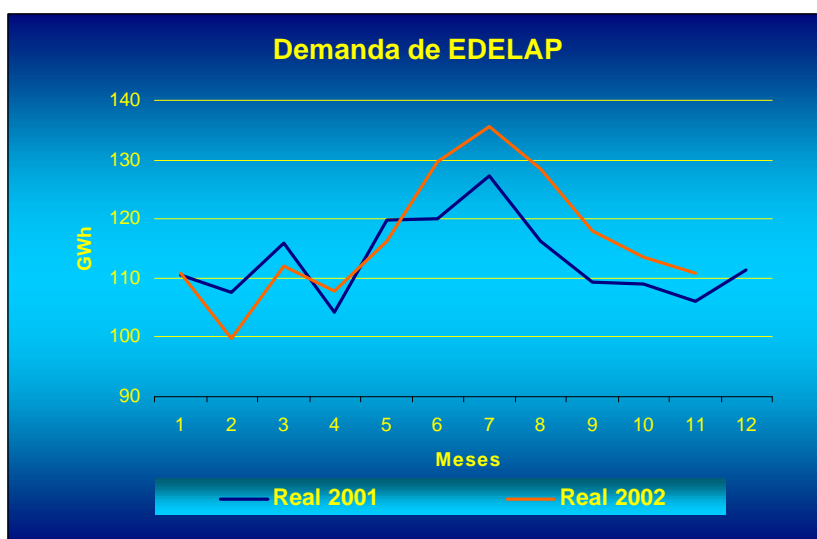
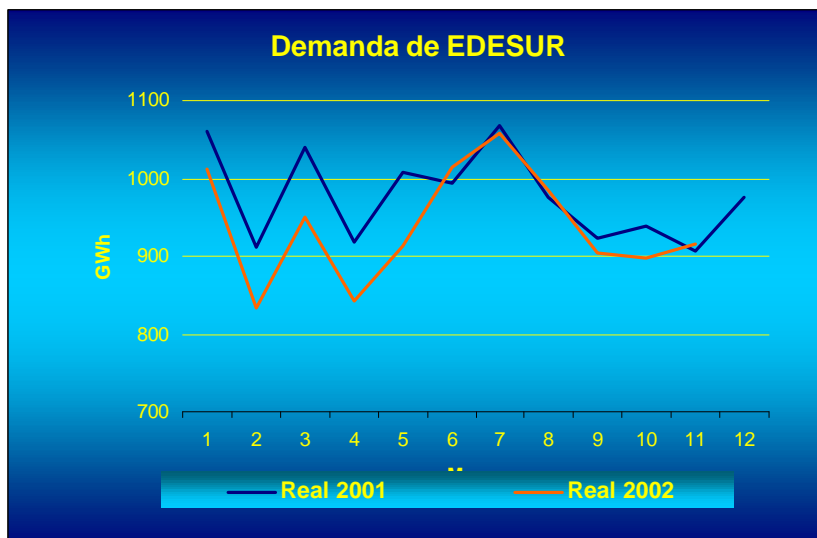
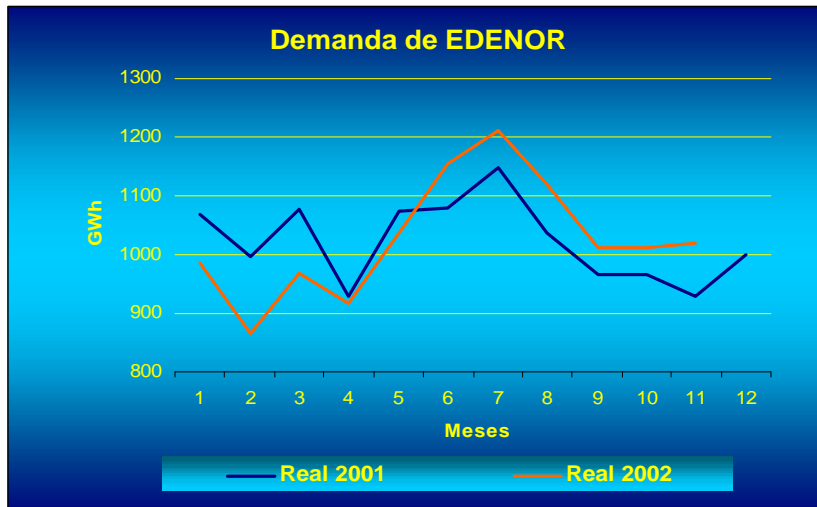
Las previsiones para el año 2002 de estas distribuidoras suponían un escenario más pesimista que el que se ha registrado. Se constata que en los últimos meses se ha producido un apartamiento cada vez mayor entre los valores estimados y los valores reales. La mejora en las expectativas de consumo puede, no necesariamente, traducirse en un aumento en el facturado, ya que las empresas informan un aumento en las pérdidas de distribución (hurto y fraude), incremento en la incobrabilidad y la morosidad de la clientela. En el gráfico siguiente se muestra la evolución de la demanda del año 2001 y la situación real a Noviembre de 2002.



Para el caso de Edenor, la demanda durante el periodo Enero – Noviembre 2002 tuvo un leve repunte el 0.3 %, mientras que para Edesur alcanzó una caída del 3.9 %. En cambio, para Edelap la demanda registra un 3.0 % de aumento respecto a igual periodo de 2001.

	<b>Enero – Noviembre 2001</b>	<b>Enero – Noviembre 2002</b>
Demanda Edenor (GWh)	11.270	11.305
Variación (%)		0.3 %
Demanda Edesur (GWh)	10.747	10.332
Variación (%)		-3.9 %
Demanda Edelap (GWh)	1.246	1.283
Variación (%)		3.0 %

En los gráficos siguientes se muestra la evolución de la demanda para cada empresa en particular.



## **Conclusión**

Las distribuidoras en su conjunto están alcanzando los valores de demanda del año 2001, aunque el panorama se presente con algunos matices cuando se analiza cada caso en particular.

Es probable que a fines del año 2002, salvo Edesur, el resto consolide la tendencia que se registró en el segundo semestre. En el escenario más pesimista, es probable que el crecimiento de la demanda durante el año 2003 sea similar o levemente positivo al observado durante el corriente ejercicio.

## **B. ANALISIS PARTICULAR DE LA SITUACIÓN DE LAS EMPRESAS**

### **B.1. GESTION DE LAS EMPRESAS DEL SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD y GAS DURANTE LA EMERGENCIA**

El estudio de la información presentada por las empresas y recogida de terceras fuentes y los análisis complementarios desarrollados permitió arribar a conclusiones o hipótesis que sintetizan los efectos de la emergencia económica sobre la gestión de las empresas.

El aumento generalizado de los costos y el congelamiento de las tarifas de transporte y distribución provocó un indudable perjuicio para la caja de las empresas. A ello debe agregarse un incremento en la morosidad en la cadena de pagos y para el caso de las empresas de distribución, un aumento de las pérdidas por fraude y hurto de energía eléctrica.

Las empresas contaban y cuentan con excedentes que le permiten cubrir sus costos operativos, ya sean estas empresas del subsector eléctrico (compra de energía, personal, materiales, equipos, impuestos, etc.), como las del subsector gas (compra de gas, servicios de transporte, personal, equipos, materiales, impuestos, etc.). Esta afirmación no es tan taxativa cuando se trata de hacer frente al plan de inversiones asociados a sus obligaciones con la calidad, seguridad y expansión y cuando se consideran los requerimientos relacionados con los servicios de la deuda y la rentabilidad de los accionistas.

Más allá de que sobre el tema del endeudamiento de las empresas se discuta su procedencia, oportunidad, condiciones y conveniencia, es evidente que en general, la astringencia de recursos generó la necesidad de priorizar el uso de los mismos.

A pesar que no se cuenta con un panorama global de todas las empresas del sector, la información contenida en los balances trimestrales de alguna de ellas permite inferir cuáles han sido las líneas de acción que han conducido la gestión durante el periodo de emergencia transcurrido.

Al momento de elaboración de este informe se cuenta con información, en el subsector energía eléctrica, de las tres distribuidoras (Edenor, Edesur y Edelap) y de la principal transportista (Transener)<sup>3</sup>. De las dos primeras la información relevada llega a septiembre de este año, mientras que para las dos segundas los datos obtenidos corresponden al periodo enero - junio de 2002. Del subsector gas se cuenta con información de la mayoría de las distribuidoras (Gas Natural BAN, Metrogás, ECOGAS Cuyana y Centro, Camuzzi Gas Pampeana y del Sur) y de las dos transportistas (TGN y TGS), observándose que en todos los casos la información llega hasta setiembre del 2002.

Los balances presentados por las empresas han sido ajustados por la inflación del período, en consonancia con las disposiciones vigentes en materia de presentación de Estados Contables. Ello provoca ciertas distorsiones en la exposición y en la conclusión acerca de la evolución del gasto en términos nominales; no obstante ello, asumiendo

---

<sup>3</sup> *Balances Trimestrales publicados por la Comisión Nacional de Valores (www.cnv.gov.ar)*

que la evolución del gasto tiene cierta uniformidad durante el curso de un ejercicio, es posible concluir que:

- En el subsector energía eléctrica el margen bruto de distribución (devengado) para Edenor, Edesur y Edelap ha sufrido reducciones poco significativas en términos nominales debido casi exclusivamente a variaciones en la demanda. En cuanto a los precios, el congelamiento tarifario no tuvo efectos directos sobre el margen. Como se expone en la Sección Demanda, la caída de la misma, resultó ser menor a la prevista a principios de año.
- En las empresas del subsector gas, el margen de distribución ha sufrido reducciones en términos nominales producto de la variación de la demanda y a los efectos de los cambios en el precio del gas y en el valor del gas retenido; sin que se pueda generalizar un comportamiento homogéneo. En el caso de las transportistas, los importes consignados se refieren al negocio regulado (TGS) e incluyen el negocio de exportación (TGN), aunque se observa que las variaciones en el margen bruto no son significativas. TGN se ha beneficiado por la aplicación de la tarifa dolarizada a los clientes de exportación, lo que significó un ingreso extra de alrededor de \$ 110 millones que mejoran su situación financiera.
- En general entre las empresas del sector, los gastos operativos se mantuvieron en términos nominales. Ello significa que frente a los aumentos de precios de la economía, las cantidades adquiridas fueron menores. De acuerdo con la información relevada, uno de los rubros más afectado ha sido el de Servicios de Terceros. Aunque no todos los servicios han sido afectados por igual, es altamente probable que las operaciones de mantenimiento preventivo hayan sido las más afectadas por los recortes presupuestarios.
- En línea con lo expresado en el párrafo anterior, las empresas han adoptado al **plan de inversiones** como **variable de ajuste, conjuntamente con la reducción de los gastos operativos**, para neutralizar su situación de iliquidez. En efecto, los datos presentados en los balances llevan a concluir que las concesionarias del servicio público de electricidad han invertido un 40 % o menos del plan previsto a fines del año 2001 y entre las licenciatarias de los servicios de gas también se observa como denominador común sustanciales reducciones en el nivel de inversiones respecto a los planes previstos. Esta es, sin duda, la principal consecuencia de la astringencia monetaria que han debido enfrentar éstas y, seguramente, el resto de las empresas del sector.

En el cuadro siguiente se presenta la evolución de las principales variables del estado de resultados de las empresas relevadas a partir de sus estados contables trimestrales, ajustados por inflación, agrupadas por subsector.

## Sector Energía Eléctrica

Conceptos	Edenor		Edesur		Edelap		Transener	
	2002	2001	2002	2001	2002	2001	2002	2001
	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$
Ventas	861.7	1503.5	851.1	1509.7	63.5	101.5	139.2	199.0
Compra Energía	368.2	701.6	342.3	654.2	25.1	41.7	0.0	0.0
<b>Margen bruto</b>	<b>493.4</b>	<b>801.8</b>	<b>508.8</b>	<b>855.5</b>	<b>38.4</b>	<b>59.8</b>	<b>139.2</b>	<b>199.0</b>
Gastos Operativos	113.5	153.1	149.6	230.7	11.9	19.4	72.5	99.8
Gastos Administración	46.9	65.4	54.9	74.7	4.0	3.6	13.7	16.8
Gastos Comercialización	64.7	108.3	67.1	95.8	6.0	6.6	0.0	0.0
Total Gastos	225.1	326.8	271.6	401.1	21.9	29.6	86.2	116.6
<b>Resultado Operativo</b>	<b>268.3</b>	<b>475.1</b>	<b>237.3</b>	<b>454.4</b>	<b>16.4</b>	<b>30.2</b>	<b>53.0</b>	<b>82.4</b>
Amortizaciones	132.2	135.2	156.6	173.0	10.5	10.5	s/d	s/d
<b>Resultado Explotación</b>	<b>136.1</b>	<b>339.9</b>	<b>80.6</b>	<b>281.4</b>	<b>5.9</b>	<b>19.8</b>	<b>53.0</b>	<b>82.4</b>
<b>Inversiones</b>	<b>47.7</b>	<b>216.6</b>	<b>46.0</b>	<b>138.2</b>	<b>6.2</b>	<b>13.7</b>	<b>4.7</b>	<b>16.0</b>
<b>Variaciones 2002/2001</b>								
Ventas	-43%		-44%		-37%		-30%	
Compra Energía	-48%		-48%		-40%			
<b>Margen bruto</b>	<b>-38%</b>		<b>-41%</b>		<b>-36%</b>		<b>-30%</b>	
Gastos Operativos	-26%		-35%		-38%		-27%	
Gastos Administración	-28%		-26%		11%		-19%	
Gastos Comercialización	-40%		-30%		-9%			
Total Gastos	-31%		-32%		-26%		-26%	
<b>Resultado Operativo</b>	<b>-44%</b>		<b>-48%</b>		<b>-46%</b>		<b>-36%</b>	
Amortizaciones	-2%		-9%		1%			
<b>Resultado Explotación</b>	<b>-60%</b>		<b>-71%</b>		<b>-70%</b>		<b>-36%</b>	
<b>Inversiones</b>	<b>-78%</b>		<b>-67%</b>		<b>-55%</b>		<b>-71%</b>	

## Sector Gas Natural

Conceptos	Metrogas		Gas Natural BAN		Camuzzi Pampeana		Camuzzi Sur	
	2002	2001	2002	2001	2002	2001	2002	2001
	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$
Ventas Netas	612	1,166	421	768	313	632	227	424
Compra Gas y Transporte	384	726	235	408	188	378	132	246
<b>Margen de Distribución</b>	<b>228</b>	<b>439</b>	<b>186</b>	<b>361</b>	<b>125</b>	<b>254</b>	<b>95</b>	<b>178</b>
Gastos Operativos	40	53	29	46	35	51	18	29
Gastos Administración	52	71	14	20	13	38	13	24
Gastos Comercialización	60	52	40	66	9	18	7	11
<b>Total Gastos</b>	<b>152</b>	<b>176</b>	<b>83</b>	<b>132</b>	<b>58</b>	<b>106</b>	<b>38</b>	<b>64</b>
<b>Resultado Operativo</b>	<b>76</b>	<b>263</b>	<b>103</b>	<b>229</b>	<b>68</b>	<b>148</b>	<b>57</b>	<b>114</b>
Amortizaciones	56	57	45	49	36	36	18	18
<b>Resultado Explotación</b>	<b>21</b>	<b>206</b>	<b>58</b>	<b>180</b>	<b>31</b>	<b>112</b>	<b>39</b>	<b>96</b>
Inversiones	21	114	10	26	13	38	14	31
<b>Variaciones 2002/2001</b>								
Ventas Netas	-48%		-45%		-50%		-46%	
Compra Gas y Transporte	-47%		-42%		-50%		-46%	
<b>Margen de Distribución</b>	<b>-48%</b>		<b>-48%</b>		<b>-51%</b>		<b>-47%</b>	
Gastos Operativos	-24%		-37%		-30%		-40%	
Gastos Administración	-28%		-33%		-64%		-47%	
Gastos Comercialización	15%		-39%		-48%		-32%	
<b>Total Gastos</b>	<b>-14%</b>		<b>-37%</b>		<b>-45%</b>		<b>-41%</b>	
<b>Resultado Operativo</b>	<b>-71%</b>		<b>-55%</b>		<b>-54%</b>		<b>-50%</b>	
Amortizaciones	-3%		-8%		1%		2%	
<b>Resultado Explotación</b>	<b>-90%</b>		<b>-67%</b>		<b>-72%</b>		<b>-60%</b>	
Inversiones	-82%		-62%		-67%		-54%	

## Sector Gas Natural (cont.)

Conceptos	ECOGAS Centro		ECOGAS Cuyana		TGS		TGN	
	2002	2001	2002	2001	2002	2001	2002	2001
	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$	MM\$
Ventas Netas	156	303	141	267	419	697	382	420
Compra Gas y	82	152	73	129	0	0		
<b>Margen de Distribución</b>	<b>74</b>	<b>151</b>	<b>69</b>	<b>138</b>	<b>419</b>	<b>697</b>	<b>382</b>	<b>420</b>
Gastos Operativos	5	15	7	12	63	73	73	79
Gastos Administración	11	18	8	14	18	31	39	23
Gastos Comercialización	9	15	10	16	4	6	5	7
<b>Total Gastos</b>	<b>25</b>	<b>49</b>	<b>25</b>	<b>42</b>	<b>84</b>	<b>110</b>	<b>117</b>	<b>110</b>
<b>Resultado Operativo</b>	<b>49</b>	<b>103</b>	<b>44</b>	<b>96</b>	<b>334</b>	<b>587</b>	<b>264</b>	<b>310</b>
Amortizaciones	15	15	16	16	118	95	96	75
<b>Resultado Explotación</b>	<b>34</b>	<b>88</b>	<b>28</b>	<b>80</b>	<b>217</b>	<b>492</b>	<b>168</b>	<b>234</b>
Inversiones	3	6	3	13	90	297	23	65
<b>Variaciones 2002/2001</b>								
Ventas Netas	-49%		-47%		-40%		-9%	
Compra Gas y	-46%		-44%					
<b>Margen de Distribución</b>	<b>-51%</b>		<b>-50%</b>		<b>-40%</b>		<b>-9%</b>	
Gastos Operativos	-65%		-46%		-14%		-8%	
Gastos Administración	-41%		-40%		-42%		67%	
Gastos Comercialización	-41%		-40%		-35%		-31%	
<b>Total Gastos</b>	<b>-48%</b>		<b>-42%</b>		<b>-23%</b>		<b>6%</b>	
<b>Resultado Operativo</b>	<b>-52%</b>		<b>-54%</b>		<b>-43%</b>		<b>-15%</b>	
Amortizaciones	1%		-1%		23%		28%	
<b>Resultado Explotación</b>	<b>-61%</b>		<b>-64%</b>		<b>-56%</b>		<b>-28%</b>	
Inversiones	-51%		-74%		-70%		-65%	

Nótese que prácticamente todas las variables experimentan muy fuertes reducciones en términos reales. Sin embargo, el ajuste por inflación aplicado en un marco de alteración de precios relativos, no permite apreciar el nivel nominal de las variables y distorsiona la percepción acerca del nivel de actividad. Así por ejemplo, los niveles de reducción de las ventas son compatibles con ingresos en términos nominales prácticamente sin variaciones entre un año y otro. La disminución del resultado operativo en las empresas distribuidoras de energía eléctrica (-44%/-48%) asegura que en términos nominales el margen en pesos ha sido menor. El comportamiento entre las empresas de gas es heterogéneo.

Frente a ingresos que en el mejor de los casos se han mantenido levemente inferiores a los del año pasado en términos nominales, gastos globales estables en los mismos términos pero con presión a la alza e inversiones muy por debajo de los límites previstos, el excedente resultante ha sido aplicado a honrar los servicios de la deuda, al menos, la parte de intereses, a cancelar otros pasivos y/o a mantener un excedente que permita cubrir las necesidades futuras.

Edesur y Edelap registran reducciones de deudas financieras (\$ 113.4 millones y \$ 5.33 millones, respectivamente), mientras que Edenor redujo pasivos operativos por \$249 millones y registra aumento neto de préstamos por \$ 713 millones, este último influenciado por el ajuste del tipo de cambio.

Las empresas enfrentan un panorama de incertidumbre en relación con sus egresos. En materia de ingresos todos los intentos para recomponer esta función han sido bloqueados en sede judicial y las concesionarias tiene excepticismo respecto a un cambio en este sentido.

Frente a este panorama, se asume que el objetivo principal de las empresas han sido no caer en default y mantener estable la operación del servicio. Ello ha sido posible merced a que no se han suscitado inconvenientes de importancia (excepto la falla del 24 de noviembre), las condiciones climáticas han sido favorables, la demanda no tiene un comportamiento dinámico y la situación socio-económica muestra signos aún de relativa fragilidad.

La percepción del Equipo Técnico es que con los reducidos niveles de inversión y la caída real en los gastos operativos de las empresas, no podrá mantenerse por un tiempo prolongado el servicio sin que se afecte negativamente la calidad y la seguridad de la prestación, sobre todo ante los signos de recuperación y crecimiento de la demanda.

## **B.2. EVOLUCIÓN TEÓRICA DE LOS COSTOS OPERATIVOS DE LAS EMPRESAS DEL SECTOR GAS NATURAL**

### ***Introducción***

En esta sección se presenta una evolución mensual teórica de los costos operativos de las empresas del sector de Gas Natural durante el año 2002. La presentación fue realizada tanto para las empresas de distribución como las dos transportistas. Aquí se presentan los resultados del análisis de TGN y TGS por un lado y Gas Natural BAN, Metrogas, Litoral Gas y Ecogas del Centro por el otro.

Se dice que dicha evolución es teórica porque no representa verdaderamente los gastos incurridos durante el ejercicio, sino lo que las empresas habían previsto gastar y cómo fue afectado ese monto por las variaciones de diferentes índices de precios.

Dentro de estos costos se incluyen los correspondientes a personal, gastos de operación y mantenimiento, administración y comerciales. Se excluyen las erogaciones correspondientes al plan de inversión y al servicio de la deuda.

### ***Presentación de las Empresas***

Las empresas del sector de Gas Natural presentaron en abril de 2002 la información solicitada en la Guía de Procedimientos que se había elaborado para tal fin. En ella se

informó sobre los distintos rubros de gastos tanto para el periodo histórico 1999-2001 como para los proyectados 2002-2003.

Asimismo, las concesionarias informaron cuál era, a su criterio, los ajustes que dicho gasto tendría de acuerdo con la evolución de las principales variables macroeconómicas (tipo de cambio, índice de precios) y el nivel salarial. Los valores que adoptaron dichas variables han tenido impacto directo sobre el nivel de gasto, ajustándolo a los precios vigentes en cada mes.

Las empresas presentaron la evolución del gasto mes a mes durante los periodos proyectados lo que permitió elaborar un indicador de la variación de dicho gasto.

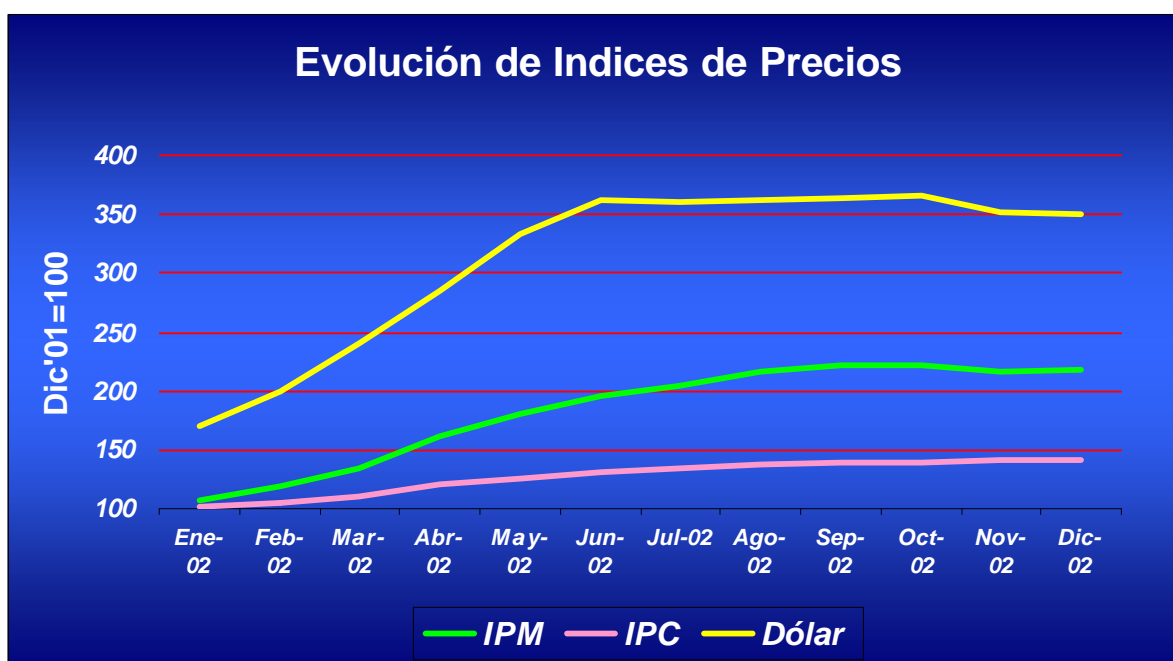
### **Análisis de la Información Recibida**

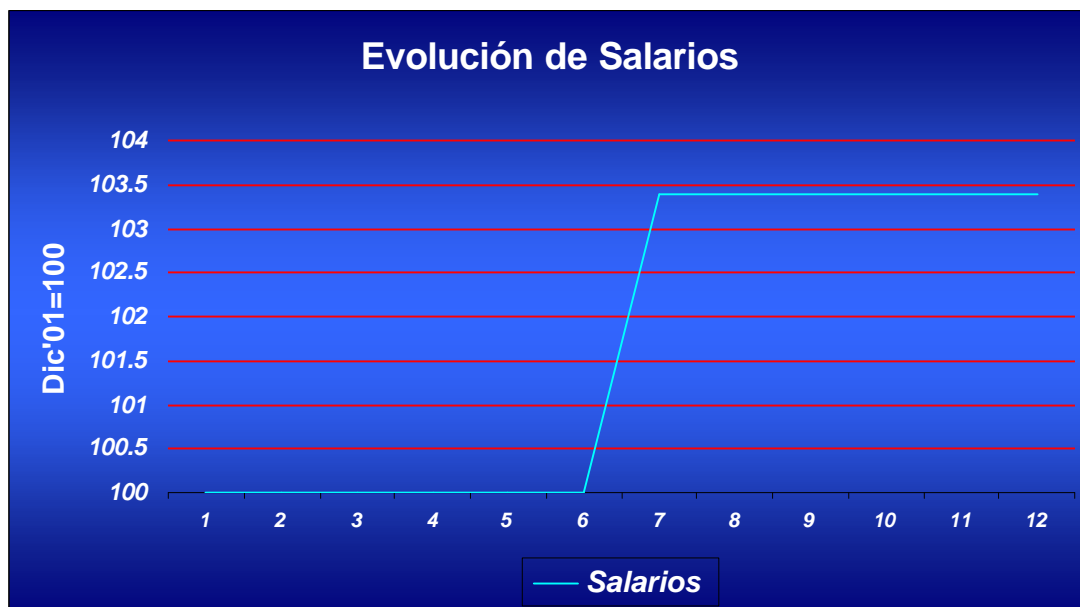
El Equipo Técnico de la Comisión analizó y realizó ajustes a la información recibida de las empresas.

En primer lugar, determinó y recopiló información sobre la evolución de los principales índices de precios y salarios que reflejan la evolución de los principales rubros. Así se determinaron los siguientes índices de ajuste:

- Tipo de Cambio.
- Índice de Precios Internos Mayorista.
- Índice de Precios al Consumidor.
- Evolución del Salario

En los gráficos siguientes se exponen las variaciones acumuladas respecto al mes de Diciembre de 2001, considerado como nivel 100.





En segundo lugar, determinó para cada uno de los rubros de gasto, la estructura de ajuste sobre la base de los índices mencionados. Esta determinación fue realizada sobre la base de análisis particulares de algunas componentes del gasto, la experiencia de los miembros del equipo técnico y de algunas comparaciones e informaciones relevadas en otras empresas del sector.

Asimismo, el día 9 de Enero de 2003 se ha recibido el análisis del ENARGAS sobre este tema, basados en los egresos correspondientes al año 2000, que fuera relevada con motivo de la Segunda Revisión Quinquenal de Tarifas. Este análisis está plasmado en el Informe Intergerencial GdyE N° 77/02, que fue el sustento del Decreto 2437/02.

Cabe destacar que a la fecha se está revisando la información recibida del ENARGAS por lo que, los valores que se presentan en este informe puede variar como resultado de dicho análisis.

La composición de la estructura del gasto y su evolución durante el año 2002 se exponen en los cuadros siguientes.

## EMPRESAS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL: EVOLUCION DE LA ESTRUCTURA DE GASTOS OPERATIVOS

### Estructura por empresa

	2001	Ene-02	Feb-02	Mar-02	Abr-02	May-02	Jun-02	Jul-02	Ago-02	Sep-02	Oct-02	Nov-02	Dic-02
TGN	60%	62%	47%	50%	66%	60%	61%	66%	64%	66%	63%	66%	68%
TGS	40%	38%	53%	50%	34%	40%	39%	34%	36%	34%	37%	34%	32%

### Estructura por Tipo de Ajuste

	Estructura
IPC	38%
IPIM	11%
Dólar	15%
Salarios	36%

### RESULTADO: Incremento de Costos Operativos

	Ene-02	Feb-02	Mar-02	Abr-02	May-02	Jun-02	Jul-02	Ago-02	Sep-02	Oct-02	Nov-02	Dic-02
Incremento de Costos Operativos	17%	25%	33%	38%	45%	50%	56%	57%	63%	67%	66%	58%

## EMPRESAS DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL: EVOLUCION DE LA ESTRUCTURA DE GASTOS OPERATIVOS

### Estructura por empresa

	2001	Ene-02	Feb-02	Mar-02	Abr-02	May-02	Jun-02	Jul-02	Ago-02	Sep-02	Oct-02	Nov-02	Dic-02
BAN	33%	37%	36%	35%	40%	33%	41%	32%	38%	36%	37%	38%	40%
Metrogas	43%	39%	39%	37%	33%	40%	33%	40%	35%	38%	39%	35%	36%
Litoral Gas	11%	12%	10%	14%	14%	12%	12%	15%	13%	12%	12%	12%	12%
Centro	13%	12%	15%	14%	13%	15%	15%	13%	14%	14%	13%	15%	12%

### Estructura por Tipo de Ajuste

	Estructura
IPC	36%
IPIM	8%
Dólar	7%
Salarios	49%

### RESULTADO: Incremento de Costos Operativos

	Ene-02	Feb-02	Mar-02	Abr-02	May-02	Jun-02	Jul-02	Ago-02	Sep-02	Oct-02	Nov-02	Dic-02
Incremento de Costos Operativos	3%	5%	15%	26%	32%	35%	42%	40%	41%	39%	38%	40%

En dichos cuadros se puede constatar la importancia que tiene el rubro salario, ya sea del personal propio como el contratado dentro del total de los costos operativos, especialmente en el caso de las empresas distribuidoras. En menor medida intervienen los ajustes por índice de precios (IPIM e IPC) y tipo de cambio. En el caso de las empresas transportistas, la influencia del tipo de cambio es significativamente superior al caso de las distribuidoras, principalmente por el peso de los materiales.

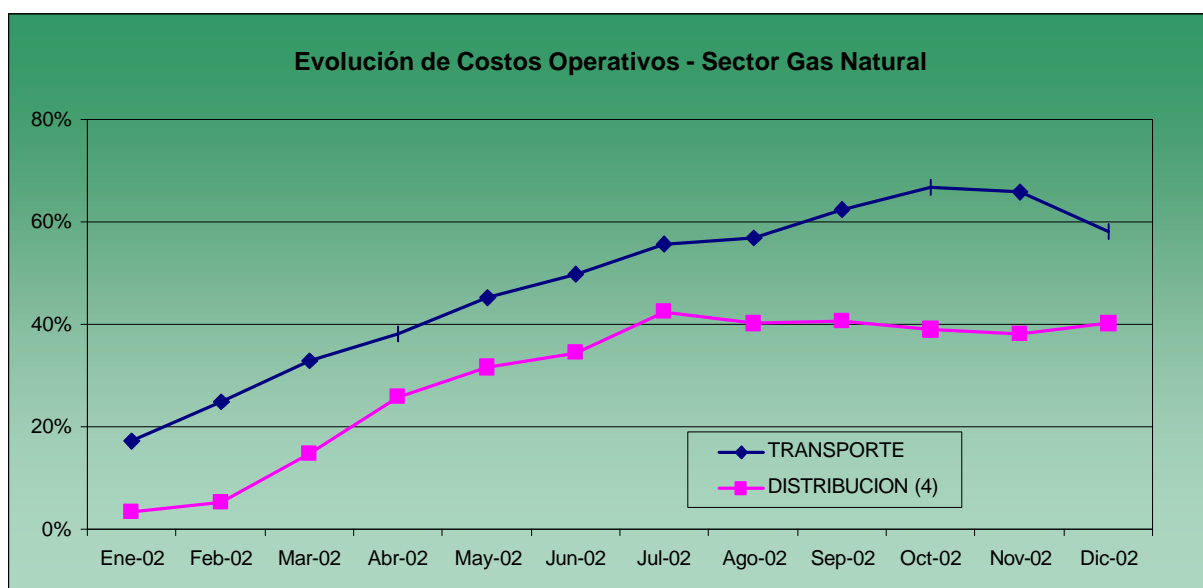
Se puede observar que en el caso de las distribuidoras, Gas Natural BAN y Metrogas representan el 76% del total de costos analizados.

## Resultados

A partir de la información relevada de índices de precios y salarios y la estructura del gasto por tipo de ajuste fue posible calcular mes a mes cómo ha evolucionado el nivel total del gasto. Se constata que durante el primer semestre el gasto operativo nominal aumenta en forma sostenida. Una vez que las variables macroeconómicas se estabilizan (agosto 2002) no se observan cambios sustanciales en el nivel total.

El valor de incremento de los costos operativos varía significativamente entre las empresas distribuidoras y las transportistas. En las primeras, la variación promedio estimada alcanza el 40% a valores de Diciembre de 2002, pero en el caso de las transportistas, es del 58%. Obviamente, el impacto de este incremento de costos en la tarifa a usuario final resulta mucho menor. Este valor puede variar para cada una de las empresas analizadas por diversos factores: entre ellos se pueden citar: la eficiencia alcanzada en la aplicación de los recursos, la organización del servicio (servicios tercerizados versus mano de obra propia), las mejoras realizadas en los últimos años, etc.

Dentro del marco de renegociación encarada por la Comisión, el inicio de la Fase III brinda el marco adecuado para contrastar estos resultados con las empresas concesionarias. Al momento de elaborarse este informe, el Equipo Técnico asesor ha iniciado con alguna de ellas las rondas de conversaciones para determinar la real incidencia del ajuste en los costos operativos. Por tal razón, estos valores deben entenderse como preliminares y sujetos a variación.



### **B.3. EVOLUCIÓN TEÓRICA DE LOS COSTOS OPERATIVOS DE LAS EMPRESAS DEL SECTOR ELECTRICO**

#### ***Introducción***

En esta sección se presenta una evolución mensual teórica de los costos operativos de las empresas del sector eléctrico durante el año 2002. La presentación fue realizada tanto para empresas de distribución como de transporte de electricidad.

Se dice que dicha evolución es teórica porque no representa verdaderamente los gastos incurridos durante el ejercicio, sino lo que las empresas habían previsto gastar.

Dentro de estos costos se incluyen los correspondientes a personal, gastos de operación y mantenimiento, administración y comerciales. Se excluyen las erogaciones correspondientes al plan de inversión y al servicio de la deuda.

#### ***Presentación de las Empresas***

Las empresas del sector eléctrico presentaron en abril de 2002 la información solicitada en la Guía de Procedimientos que se había elaborado para tal fin. En ella se informó sobre los distintos rubros de gastos tanto para el periodo histórico 1999-2001 como para los proyectados 2002-2003.

Asimismo, las concesionarias informaron cuáles eran, a su criterio, los ajustes que dicho gasto tendría de acuerdo con la evolución de las principales variables macroeconómicas (tipo de cambio, índices de precios) y el nivel salarial. Los valores que adoptaron dichas variables han tenido impacto directo sobre el nivel de gastos, ajustándolos a los precios vigentes en cada mes.

Las empresas presentaron la evolución del gasto mes a mes durante los periodos proyectados, lo que permitió elaborar un indicador de la variación de dicho gasto.

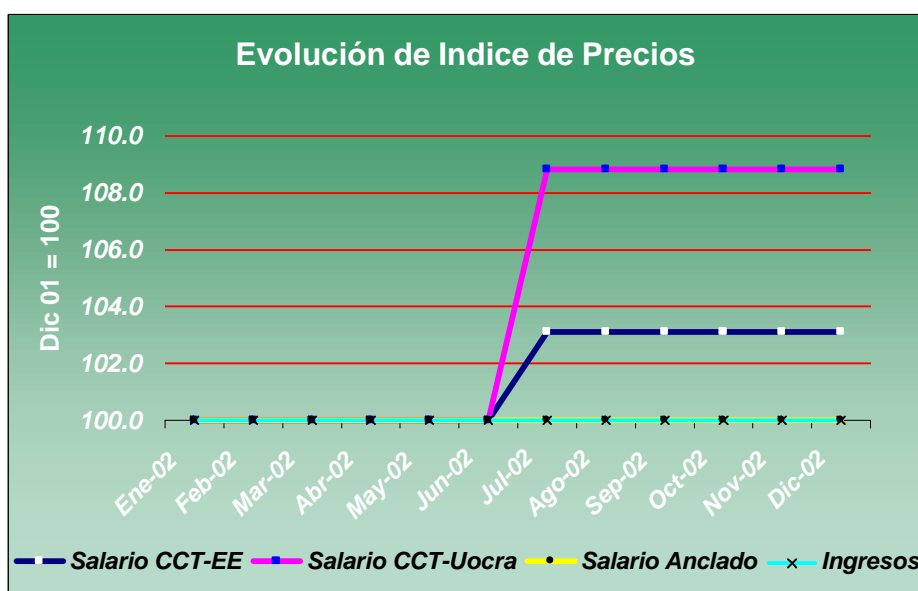
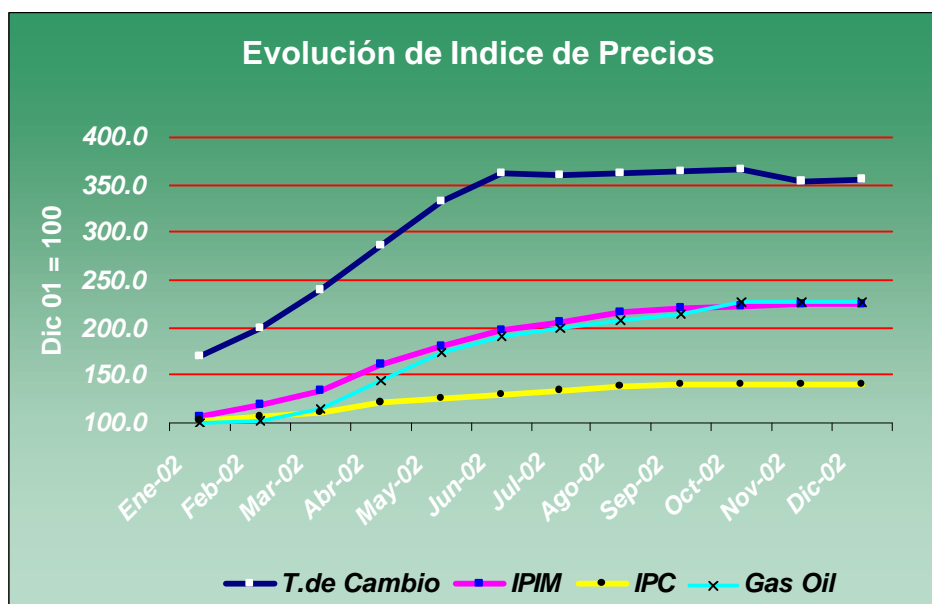
#### ***Análisis de la Información Recibida***

El Equipo Técnico de la Comisión analizó y realizó ajustes a la información recibida de las empresas.

En primer lugar, determinó y recopiló información sobre los principales índices de precios y salarios que reflejan la evolución de los principales rubros. Así se determinaron los siguientes índices de ajuste:

- Tipo de Cambio.
- Índice de Precios Internos Mayorista.
- Índice de Precios al Consumidor.
- Índice de Precio del Gas Oil.
- Evolución del Salario de Convenio de Energía Eléctrica.
- Evolución del Salario de Convenio de la Construcción.
- Evolución de Salarios Anclados (que no han registrado ajustes).
- Índice de Ajuste por variación de los Ingresos.

En los gráficos siguientes se exponen las variaciones acumuladas respecto al mes de Diciembre de 2001, considerado como nivel 100.



En segundo lugar, determinó para cada uno de los rubros de gastos, la estructura de ajuste sobre la base de los ocho índices mencionados. Esta determinación fue realizada sobre la base de análisis particulares de algunas componentes del gasto, la experiencia de los miembros del equipo técnico y de algunas comparaciones e informaciones relevadas en otras empresas del sector.

La composición de la estructura del gasto y su evolución durante el año 2002 se exponen en los cuadros siguientes.

## EMPRESAS DE DISTRIBUCION DE ELECTRICIDAD: EVOLUCION DE LA ESTRUCTURA DE GASTOS OPERATIVOS

	Ene-02	Feb-02	Mar-02	Abr-02	May-02	Jun-02	Jul-02	Ago-02	Sep-02	Oct-02	Nov-02	Dic-02
<b>TOTAL: GASTOS</b>	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
<b>Estructura por Empresa</b>												
Edenor	48%	50%	53%	54%	54%	54%	54%	54%	54%	54%	54%	53%
Edesur	44%	40%	40%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%	39%
Edelap	8%	9%	7%	7%	7%	7%	8%	8%	7%	8%	7%	7%
<b>Estructura por Tipo de Ajuste</b>												
Ajuste por Dólar	7%	7%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%
Ajuste por IPIM	8%	4%	21%	44%	68%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%
Ajuste por IPC	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ajuste por Evoluc. Precio GO	1%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Ajuste por Salario Construcción	17%	18%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
Ajuste por Salario Anclado	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ajuste por Salario CCT - EE	51%	55%	49%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%
Ajuste por Ingreso	16%	12%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%

## EMPRESAS DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD: EVOLUCION DE LA ESTRUCTURA DE GASTOS OPERATIVOS

	Ene-02	Feb-02	Mar-02	Abr-02	May-02	Jun-02	Jul-02	Ago-02	Sep-02	Oct-02	Nov-02	Dic-02
<b>TOTAL: GASTOS</b>	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
<b>Estructura por Empresa</b>												
Transener	40%	46%	39%	40%	40%	40%	40%	46%	40%	40%	40%	39%
Transba	20%	18%	20%	20%	20%	20%	20%	18%	20%	20%	20%	20%
Transnoa	15%	13%	15%	15%	15%	16%	15%	14%	15%	15%	15%	17%
Transpa	10%	9%	9%	10%	9%	8%	8%	7%	8%	8%	8%	8%
Transnea	5%	4%	5%	5%	5%	5%	5%	4%	5%	5%	5%	5%
Distrocuyo	5%	5%	6%	5%	5%	5%	5%	4%	5%	5%	5%	5%
Transcomahue	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%
Epen	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	3%
<b>Estructura por Tipo de Ajuste</b>												
Ajuste por Dólar	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
Ajuste por IPIM	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%
Ajuste por IPC	4%	5%	4%	5%	4%	4%	4%	4%	5%	4%	4%	4%
Ajuste por Evoluc. Precio GO	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Ajuste por Salario Construcción	1%	1%	1%	1%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%
Ajuste por Salario Anclado	2%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	3%	2%	2%	2%	2%
Ajuste por Salario CCT - EE	61%	61%	61%	62%	62%	63%	62%	62%	62%	62%	62%	63%
Ajuste por Ingreso	9%	9%	10%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%

En dichos cuadros se puede constatar la importancia que tiene el rubro salarios, ya sea del personal propio como el contratado dentro del total de los costos operativos. En menor medida intervienen los ajustes por índice de precios (IPIM e IPC), tipo de cambio y aquellos rubros que dependen de la variación de los ingresos.

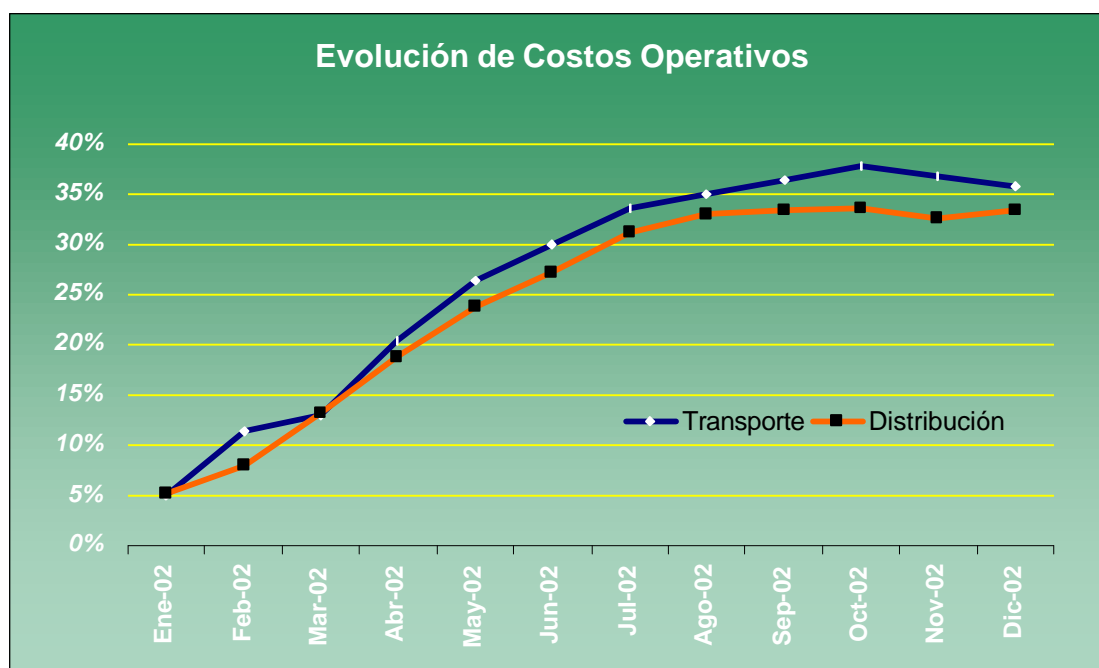
Nótese que en el caso de la distribución, las dos empresas principales concentran más del 90 % del total de gastos del subsector, mientras que tres empresas transportistas (Transener, Transba y Transnoa) agrupan más del 75 % del gasto operativo.

## Resultados

A partir de la información relevada de índices de precios y salarios y la estructura del gasto por tipo de ajuste fue posible calcular mes a mes cómo ha evolucionado el nivel total del gasto. Se constata que durante el primer semestre el gasto operativo nominal aumenta en forma sostenida. Una vez que las variables macroeconómicas se estabilizan (agosto 2002) no se observan cambios sustanciales en el nivel total.

Tanto para las Transportistas como para las Distribuidoras el aumento en los gastos operativos se encuentra en el orden del 35 % en promedio. Obviamente, el impacto de este incremento de costos en la tarifa a usuario final resulta mucho menor. Este valor puede variar para cada una de las empresas analizadas por diversos factores: entre ellos se pueden citar: la eficiencia alcanzada en la aplicación de los recursos, la organización del servicio (servicios tercerizados versus mano de obra propia), las mejoras realizadas en los últimos años, etc.

Dentro del marco de renegociación encarada por la Comisión, el inicio de la Fase III brinda el marco adecuado para contrastar estos resultados con las empresas concesionarias. Al momento de elaborarse este informe, el Equipo Técnico asesor ha iniciado con algunas de ellas las rondas de conversaciones para determinar la real incidencia del ajuste en los costos operativos. Por tal razón, estos valores deben entenderse como preliminares y sujetos a variación, especialmente los de transporte, donde se ha observado una fuerte variación entre las empresas.



Vale la pena aclarar la incidencia de este aumento de los costos en las empresas de distribución.

Los costos operativos representan una parte singular del margen de distribución (también llamado valor agregado de distribución –VAD-). Aunque depende de la estructura de mercado y de los costos de compra, en general los costos operativos representan entre el 35 y el 40 % del VAD, a precios de diciembre de 2001. Por lo tanto, el ajuste del VAD para contemplar la incidencia del costo operativo sería del orden del 11 al 13 %. Trasladado al usuario final, el aumento requerido sería del orden del 6 al 8 %.

#### B.4. INDICADORES FINANCIEROS DE DESEMPEÑO

En este punto se analizan diversos indicadores económico – financieros basados en la información contable presentada por las empresas a la Comisión Nacional de Valores.

Los indicadores son:

RATIOS	FORMULA
Liquidez Corriente	$\frac{\text{Activo Corriente}}{\text{Pasivo Corriente}}$
Período Medio de Cobranzas	$\frac{\text{Cred.xVentas X 365}}{\text{Ventas}}$
Rotación	$\frac{\text{Ventas}}{\text{Créd.x Ventas}}$
Período Medio de Pagos	$\frac{\text{Deudas Com. X 365}}{\text{Compras}}$
Rotación	$\frac{\text{Compras}}{\text{Deudas Com.}}$
Solvencia	$\frac{\text{Activo}}{\text{Pasivo}}$
Endeudamiento 1	$\frac{\text{Pasivo}}{\text{Patrimonio Neto}}$
Endeudamiento 2	$\frac{\text{Pasivo}}{\text{Activo}}$
Financiación de la Inmovilización	$\frac{\text{Patrimonio Neto}}{\text{Activo no corriente}}$
Importancia del Capital Propio	$\frac{\text{Patrimonio Neto}}{\text{Activo}}$
Margen Bruto	$\frac{\text{Resultado Bruto}}{\text{Ventas}}$
Margen Neto sobre Ventas	$\frac{\text{Res. Antes Impuestos}}{\text{Ventas}}$
Rentabilidad Patrimonial	$\frac{\text{Resultado del Ejercicio}}{\text{P.N.-Res.Ejer(Prom)}}$

## **INFORMACION RELEVADA**

La información utilizada para la elaboración de estos indicadores fue relevada en la Comisión Nacional de Valores. Se han considerado los Estados Contables de las empresas que hacen oferta pública de acciones o han emitido obligaciones negociables en la Bolsa de Buenos Aires. Estas empresas son: Metrogas, Gas Natural BAN, Camuzzi Gas Pampeana, Camuzzi Gas del Sur, Distribuidora de Gas del Centro (ECOGAS del Centro), Distribuidora de Gas Cuyana (ECOGAS Cuyana), Transportadora de Gas del Norte y Transportadora de Gas del Sur. En el caso del sector eléctrico se han analizado los Estados Contables de las tres empresas distribuidoras (EDENOR; EDESUR y EDELAP).

Al momento de la elaboración del presente informe se encontraba disponible la información contable hasta el 30 de Septiembre de 2002. Para un mejor análisis comparativo, para el año 2001 se utilizaron los Balances Trimestrales cerrados el 30 de Septiembre. Para el caso de EDELAP se disponía sólo de la información al 30 de junio de 2002.

Los Balances trimestrales correspondientes al ejercicio 2002 están ajustados por inflación, mediante la aplicación del modelo previsto en la Resolución Técnica Nº 6 de la F.A.C.P.C.E., que se encontraba suspendido desde el 31 de agosto de 1995.

Cabe destacar que si bien los valores absolutos de ambos ejercicios (2001 y 2002) podrían llegar a no ser comparables entre sí, por el efecto de la inflación, sí resultan comparables los indicadores económico – financieros, dado que se tratan de relaciones entre magnitudes.

La información utilizada y los resultados obtenidos surgen exclusivamente de la información declarada por las empresas en los Estados Contables presentados formalmente ante la Comisión Nacional de Valores, los cuales sólo han sido revisados por sus propios auditores externos.

## **ANALISIS DE LOS RESULTADOS**

### **SECTOR GAS NATURAL**

#### **LIQUIDEZ CORRIENTE**

Las empresas presentan los siguientes indicadores:

	<b>2001</b>	<b>2002</b>
Metrogas	0.8	0.2
BAN	0.9	0.6
Pampeana	0.6	0.4
Centro	0.5	0.4
Cuyana	0.8	0.9
Sur	0.8	0.5
TGN	0.3	0.4
TGS	0.4	0.2

Se puede observar que ninguna compañía presenta los indicadores cercanos al óptimo, o sea, 1. Por el contrario, la mayor parte de las empresas han empeorado su situación debido, principalmente, a que sus Pasivos Corriente con entidades bancarias se encuentran en moneda externa sufriendo los efectos de la devaluación.

Las empresas que han mejorado el desempeño en este indicador son Ecogas Cuyana, que posee una deuda bastante reducida y TGN, que ha incrementado sus activos corrientes, en un 100% en términos reales, especialmente por el aumento de los rubros Inversiones y Caja.

Cabe destacar la importante disminución que presenta Metrogas, con una disminución de alrededor del 100% en términos reales, de sus Activos Corrientes, especialmente del rubro Créditos.

#### PERIODO MEDIO DE COBRANZAS y PAGOS. ROTACIÓN

Las empresas presentan los siguientes indicadores:

	Período Medio de Cobranzas		Rotación Cobranzas		Período Medio de Pagos		Rotación Pagos	
	2001	2002	2001	2002	2001	2002	2001	2002
Metrogas	145	109	2.5	3.4	70	38	5.2	9.5
BAN	153	128	2.4	2.9	78	48	4.7	7.6
Pampeana	119	103	3.1	3.6	77	65	4.7	5.6
Centro	82	77	4.4	4.7	100	95	3.7	3.8
Cuyana	113	98	3.2	3.7	137	65	2.7	5.6
Sur	257	325	1.4	1.1	153	284	2.4	1.3
TGN	54	64	6.8	5.7	49	34	7.4	10.7
TGS	57	52	6.5	7.1	104	105	3.5	3.5

La mayor parte de las distribuidoras ha mejorado el indicador de cobranzas, pero no necesariamente ha mejorado la cobrabilidad y morosidad. En muchos casos las empresas han revertido un crédito que tienen contra los usuarios por la aplicación del ajuste por PPI que no se aplica desde enero de 2000. Metrogas lo describe de la siguiente manera: “[...] en los estados contables al 31 de diciembre de 2001 se revirtió el efecto neto de los ingresos devengados durante los ejercicios 2001 y 2000, relativos al diferimiento de los ajustes por PPI el cual fue registrado como Resultado Extraordinario. La mencionada reversión no debe interpretarse como renuncia a los derechos emanados del Marco Regulatorio que rige la actividad de MetroGAS, o desistimiento de las acciones realizadas hasta el presente por la Sociedad.” De esta manera se han reducido los importes de las cuentas por cobrar, aún cuando exista un aumento en la morosidad de los usuarios.

En el caso de Camuzzi Gas del Sur, el importante aumento en el período medio de cobranzas se debe a los saldos que le adeuda el Estado Nacional por el Subsidio Patagónico.

Las transportistas de gas presentan indicadores de cobranzas relativamente estables.

En el caso de las cuentas por pagar, se pueden observar mejoramientos sustanciales en los plazos de pagos. La principal causa es la gran reducción del financiamiento ocurrido en la economía nacional, lo que ha obligado a las empresas a trabajar prácticamente al contado. Asimismo, la reducción que han realizado las empresas en sus costos contribuye a la baja de este indicador.

Por último, la situación de Camuzzi Gas del Sur vuelve a presentarse muy particular ya que, debido a lo mencionado anteriormente, ha incurrido en mora con sus proveedores de Gas, lo que produce el incremento en sus indicadores de pagos.

#### SOLVENCIA, ENDEUDAMIENTO, FINANCIACIÓN DE LA INMOVILIZACIÓN e IMPORTANCIA DEL CAPITAL PROPIO

	Solvencia		Endeudamiento 1		Endeudamiento 2		Financiación de la Inmovilización		Importancia del Capital Propio	
	2001	2002	2001	2002	2001	2002	2001	2002	2001	2002
Metrogas	2.2	1.5	0.9	2.2	0.5	0.7	0.7	0.3	0.5	0.3
BAN	2.3	1.6	0.8	1.6	0.4	0.6	0.7	0.5	0.6	0.4
Pampeana	3.1	2.9	0.5	0.5	0.3	0.3	0.8	0.7	0.7	0.7
Centro	3.6	3.0	0.4	0.5	0.3	0.3	0.8	0.8	0.7	0.7
Cuyana	4.4	9.2	0.3	0.1	0.2	0.1	0.9	1.0	0.8	0.9
Sur	2.2	1.9	0.8	1.1	0.5	0.5	0.8	0.6	0.5	0.5
TGN	2.0	1.6	1.0	1.8	0.5	0.6	0.5	0.4	0.5	0.4
TGS	1.9	1.4	1.1	2.3	0.5	0.7	0.5	0.3	0.5	0.3

Los indicadores de Solvencia y Endeudamiento se mueven en forma inversa. Básicamente, todas las empresas muestran un empeoramiento de su situación patrimonial, debido al incremento, en pesos, de sus deudas con el exterior, derivado de la devaluación.

Esta situación ha sido parcialmente morigerada en términos patrimoniales por la aplicación por parte de algunas empresas de la Resolución de Mesa Directiva Nº 3 del Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, que establece la posibilidad que las diferencias de cambio originadas en la devaluación de la moneda argentina ocurrida a partir del 6 de enero de 2002 y otros efectos derivados de dicha devaluación correspondientes a pasivos expresados en moneda extranjera existentes a dicha fecha, puedan imputarse a los valores de costo de los activos adquiridos o construidos mediante esa financiación si tal relación es directa y se podrá optar, como criterio alternativo similar tratamiento para diferencias de cambio

producidas por financiaciones indirectas en ambos casos con límite en el valor recuperable de dichos activos.

Esta norma fue a su vez aprobada por la Resolución N° 398 de la CNV.

Por otra parte, el ajuste por inflación practicado en los Estados Contables arroja un incremento de más del 100% del Capital de las empresas, por lo que se disminuye el efecto de la devaluación sobre los pasivos en moneda extranjera.

Una gran parte de las compañías han financiado las inversiones posteriores a la compra con capitales de terceros. Básicamente para el año 2001, en su estructura, ambas transportistas presentan indicadores patrimoniales similares, pero en montos absolutos, se destaca que TGN posee menos deuda que TGS. Esto se ve reflejado en los indicadores del 2002, en los que TGN presenta mejores índices patrimoniales.

El caso de Ecogas Cuyana muestra que, si bien se han producido fuertes desequilibrios en las economías de las empresas, sin el peso de la deuda externa es posible mantener indicadores satisfactorios.

## MARGENES Y RENTABILIDAD

	Margen Bruto		Margen Neto sobre Ventas		Rentabilidad Patrimonial	
	2001	2002	2001	2002	2001	2002
Metrogas	29%	23%	14%	-121%	8%	-42%
BAN	35%	28%	20%	-92%	12%	-30%
Pampeana	26%	18%	16%	-46%	7%	-15%
Centro	40%	35%	27%	-20%	12%	-7%
Cuyana	41%	33%	29%	9%	9%	1%
Sur	29%	24%	18%	-32%	11%	-16%
TGN	64%	57%	20%	-42%	4%	-11%
TGS	63%	53%	41%	-90%	11%	-26%

Se puede observar claramente el efecto del incremento de los costos operativos de las empresas al reducirse el Margen Bruto en todos los casos. La disminución del margen bruto es, en promedio, de alrededor del 20%. Cabe destacar que todas las empresas han realizado importantes reducciones de costos por la crisis, basándose en el criterio de preservar su caja.

El mayor margen bruto de las transportistas por sobre las distribuidoras se debe a que el componente del costo de capital es mayor en cuantía.

El Margen Neto sobre Ventas, en el caso de esta industria que es capital intensivo, muestra que porción de la tarifa remunera al capital propio de los accionistas. Los resultados negativos por efecto de las diferencias de cambio registradas en las deudas

externas son de tal magnitud que revierten ampliamente al margen bruto y en algunos casos, producen una pérdida final cercana o superior al valor absoluto de las ventas (casos Metrogas, Gas Natural BAN y TGS).

Como se menciona anteriormente, la rentabilidad de estas empresas se acostumbra medir sobre el patrimonio, o sea, la rentabilidad real del accionista sobre su inversión propia. En este caso se ven valores de alrededor del 12% en 4 de las 8 empresas, para el año 2001, donde la rentabilidad promedio es del 9,2%.

Por último, las pérdidas de capital para el 2002 representan en algunos casos hasta un 42% del Patrimonio Neto. Estas pérdidas serán absorbidas en primera instancia con ganancias reservadas, y en el caso de Metrogas, podrían provocar una disminución del Capital Social.

## SECTOR ENERGIA ELECTRICA

### LIQUIDEZ CORRIENTE

Las empresas presentan los siguientes indicadores:

	2001	2002
Edenor	0.6	0.3
Edesur	0.4	0.2
Edelap	0.3	0.3

Se puede observar que ninguna compañía presenta los indicadores cercanos al óptimo, o sea, valor 1. Por el contrario, las tres compañías han empeorado su situación debido, principalmente, a que sus Pasivos Corrientes con entidades bancarias se encuentran en moneda externa sufriendo los efectos de la devaluación y/o del ajuste por CER.

En el caso de Edelap, el efecto de sus deudas en moneda extranjera es menor, por lo que su Pasivo Corriente no sufrió grandes variaciones.

### PERIODO MEDIO DE COBRANZAS y PAGOS. ROTACIÓN

Las empresas presentan los siguientes indicadores:

	Período Medio de Cobranzas		Rotación Cobranzas		Período Medio de Pagos		Rotación Pagos	
	2001	2002	2001	2002	2001	2002	2001	2002
Edenor	86	77	4.3	4.7	109	124	3.3	2.9
Edesur	74	63	4.9	5.8	78	101	4.7	3.6
Edelap	140	137	2.6	2.7	106	98	3.5	3.7

Las 3 empresas han mejorado el indicador de cobranzas, pero no necesariamente ha mejorado la cobrabilidad y morosidad, esto es, posiblemente, debido al ajuste por inflación practicado en las cuentas patrimoniales y de resultados.

En el caso de las cuentas por pagar, se pueden observar ampliaciones en los plazos de pagos. Posiblemente las empresas han necesitado financiarse con las cuentas por cobrar, o sea, demorando el pago a proveedores, especialmente por la falta de financiamiento bancario para capital de trabajo.

#### SOLVENCIA, ENDEUDAMIENTO, FINANCIACIÓN DE LA INMOVILIZACIÓN e IMPORTANCIA DEL CAPITAL PROPIO

	Solvencia		Endeudamiento 1		Endeudamiento 2		Financiación de la Inmovilización		Importancia del Capital Propio	
	2001	2002	2001	2002	2001	2002	2001	2002	2001	2002
Edenor	2.1	1.6	0.9	1.6	0.5	0.6	0.6	0.4	0.5	0.4
Edesur	3.0	2.9	0.5	0.5	0.3	0.4	0.7	0.7	0.7	0.6
Edelap	3.4	5.0	0.4	0.3	0.3	0.2	0.8	0.8	0.7	0.8

Los indicadores de Solvencia y Endeudamiento se mueven en forma inversa. Básicamente, Edenor y Edesur, muestran un empeoramiento de su situación patrimonial, debido al incremento, en pesos, de sus deudas con el exterior.

Esta situación ha sido parcialmente morigerada en términos patrimoniales por la aplicación por parte de algunas empresas de la Resolución de Mesa Directiva N° 3 del Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, que establece la posibilidad de que las diferencias de cambio originadas en la devaluación del peso ocurrida a partir del 6 de enero de 2002 y otros efectos derivados de dicha devaluación correspondientes a pasivos expresados en moneda extranjera existentes a dicha fecha, puedan imputarse a los valores de costo de los activos adquiridos o construidos mediante esa financiación si tal relación es directa y se podrá optar, como criterio alternativo similar tratamiento para diferencias de cambio producidas por financiaciones indirectas, en ambos casos con límite en el valor recuperable de dichos activos.

Esta norma fue a su vez aprobada por la Resolución N° 398 de la CNV.

Por otra parte, el ajuste por inflación practicado en los Estados Contables arroja un incremento de más del 100% del Capital de las empresas, por lo que se disminuye el efecto de la devaluación sobre los pasivos en moneda extranjera.

## MARGENES Y RENTABILIDAD

	Margen Bruto		Margen Neto sobre Ventas		Rentabilidad Patrimonial	
	2001	2002	2001	2002	2001	2002
Edenor	53%	57%	17%	-82%	8%	-34%
Edesur	31%	25%	18%	-21%	8%	-8%
Edelap	30%	25%	14%	56%	3%	6%

Se puede observar claramente el efecto del incremento de los costos operativos de las empresas al reducirse el Margen Bruto, pero, en el caso de Edenor, éste aumenta por una leve reducción de costos operativos. La disminución del margen bruto es, en promedio, de alrededor del 17%.

El Margen Neto sobre Ventas, en el caso de esta industria que es capital intensivo, muestra qué porción de la tarifa remunera al capital propio de los accionistas. Los resultados negativos por efecto de las diferencias de cambio registradas en las deudas externas son de tal magnitud que revierten ampliamente al margen bruto y en algunos casos, producen una pérdida final de grandes magnitudes. En cambio, en el caso de Edelap, dado al menor endeudamiento exterior que presenta, estas premisas no se cumplen y le permite tener resultados positivos, también favorecidos por el resultado por exposición a la inflación de \$ 121 millones.

Como se mencionó anteriormente, la rentabilidad de estas empresas se acostumbra medir sobre el patrimonio, o sea, la rentabilidad real del accionista sobre su inversión propia. En este caso se ven valores de 8% para Edenor y Edesur, para el año 2001. Para el 2002, esto se revierte fuertemente.

### **B.5. HIPOTESIS DE LA SIMULACIÓN FINANCIERA**

#### ***Base de Cálculo***

Se ha actualizado la simulación de variables clave aplicadas sobre los modelos de comportamiento económico – financieros de las empresas, con el objeto de ser utilizados como una herramienta en la renegociación en la Fase III con información recibida entre Agosto y Diciembre de 2002.

Asimismo, se ha relevado información adicional en otros ámbitos (CNV, Entes Reguladores, etc.) que se ha utilizado para formular los escenarios financieros. Los modelos analizados permiten estimar el impacto de las variables clave sobre cada uno de los estados respectivos.

#### ***Variables Clave***

Se simuló el impacto sobre los estados financieros de la evolución de las principales variables clave del modelo y de algunas medidas que no impliquen cambios tarifarios.

Las variables clave más relevantes son:

- Evolución de la demanda y pérdidas totales
- Nivel salarial
- Modelización de la Evolución de los Costos
- Pagos al Operador Técnico
- Evolución de la morosidad e incobrabilidad
- Plan de inversiones
- Tasa de interés de nuevos préstamos

### ***Criterio General de Análisis***

Se ha continuado con el criterio de analizar exclusivamente la actividad regulada de las empresas concesionarias. Como se mencionó anteriormente, en el caso de Transener se han eliminado los ingresos (dividendos, canon, etc.) y egresos (costos operativos, servicio de la deuda, amortizaciones) derivados de la compra de Transba y de la construcción de la Cuarta Línea Comahue – Buenos Aires. En el caso de TGS, fue la empresa quien separó los negocios y sólo presenta los resultados de la Actividad de Transporte de Gas.

En aquellos casos donde el resultado es neutro, excepcionalmente se ha mantenido su exposición.

El horizonte de proyección es de un año calendario completo (2003).

### ***Hipótesis Principales***

A continuación se presentan las hipótesis de proyección adoptadas. Principalmente, se mantienen las mismas hipótesis que se enunciaron en el informe anterior. Entre paréntesis se indican el alcance de cada una de las variables:

- (G) General: valido para todas las empresas analizadas.
  - (EDE) Empresas Distribuidoras Eléctricas: valido para estas empresas.
  - (ETE) Empresas Transportistas de Electricidad: valido para estas empresas.
  - (EDG) Empresas Distribuidoras de Gas: valido para estas empresas.
  - (ETG) Empresas Transportistas de Gas: valido para estas empresas.
- 
- **Nivel de Precios (G):** se ha considerado la inflación local real para el periodo enero – diciembre 2002. Se han utilizado el IPC y el IPIM como factores de ajuste en los costos. Se consideró una variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC) del 40,9% para el 2002 (Dic 2001 – Dic 2002). En el caso del IPIM, se consideró una variación anual entre puntas para el año 2002 del 117,7%, según la información provista por el INDEC No se han proyectado variaciones de precios para el 2003. Se remite al punto “Evolución de los Costos Operativos” para más información sobre los ajustes realizados por índices de precios y los demás índices utilizados.

- **Tipo de Cambio (G):** la evolución es la siguiente

Mes	2002 (según Comunicación BCRA 3500)	2003
Enero	1.70	3.45
Febrero	2.00	3.45
Marzo	2.40	3.45
Abril	2.86	3.50
Mayo	3.33	3.50
Junio	3.62	3.50
Julio	3.61	3.50
Agosto	3.62	3.50
Septiembre	3.64	3.50
Octubre	3.65	3.50
Noviembre	3.53	3.50
Diciembre	3.51	3.50

- **Demanda (EDE y EDG):** en el caso de energía eléctrica, se ha considerado la demanda real del 2002. En el caso de gas natural, se ha considerado un crecimiento de la demanda para el 2003 del 3% global.
- **Pérdidas Totales (EDE):** se asume que las empresas distribuidoras tienen pérdidas totales del orden del 12 % (técnicas y no técnicas).
- **Pérdidas Totales (EDG):** se han mantenido previsiones estándares de gas retenido.
- **Morosidad e Incobrabilidad (EDE):** la incobrabilidad está en el orden del 2 a 3 % (históricamente este valor era cercano al 1/1.5%). La morosidad se expresa en días de cobro o pagos durante el primer mes de vencimiento.
- **Morosidad e Incobrabilidad (EDG):** la incobrabilidad está en el orden del 4 a 6 %. Se ha corregido la morosidad de Metrogas. La morosidad se expresa en días de cobro o pagos durante el primer mes de vencimiento.
- **Costo de la Mano de Obra (G):** no se han previsto ajustes nominales en el salario más allá del dispuesto por el Gobierno Nacional de 100\$ mensuales. Dado que este año las empresas intentarán equilibrar sus cuentas, se supone que se recortarán las asignaciones por bonus (participación en las ganancias).
- **Costos de Operación y Mantenimiento (EDE y ETE):** se han realizado reducciones del orden del 10/15 % sobre los valores históricos registrados en los últimos tres años, como resultados de un menor nivel de actividad (menor demanda) y por ajuste presupuestario de las empresas (menor caja).
- **Operador Técnico (G):** no se han considerado pagos al OT.

- **Inversiones (EDE):** se presentan los planes previstos por las empresas para el período 2003. Para las empresas del transporte, se ha planteado, preliminarmente, un programa aproximado a las previsiones empresarias. Aún restan algunas discusiones con las empresas para determinar el nuevo nivel de inversiones para el 2003.
- **Inversiones (EDG y ETG):** de acuerdo con los análisis preliminares, se han considerado sólo las inversiones consideradas necesarias para mantener la seguridad y confiabilidad del sistema que las empresas previeron originalmente. Actualmente el Equipo Técnico se encuentra discutiendo con las empresas los planes de inversiones que prevén llevar adelante en el 2003, los que posiblemente sean mayores a los presentados por las empresas en abril de 2002 debido al bajo nivel de inversión registrado en el año 2002, según se analiza en los puntos anteriores.
- **Pago de Intereses y Capital de Deudas(G):** los montos expuestos corresponden a datos informados en abril de 2002, por lo que se han producido grandes modificaciones en más o en menos debido a la refinanciación o no de las mismas y los pagos que hubiesen realizado las empresas durante el 2002. Actualmente se están actualizando estos valores en conjunto con las empresas.
- **Pago de Dividendos (G):** no se han incluido pagos de dividendos.
- **Multas y Sanciones (G):** se ha diferido su pago.

## IV. AVANCES DE LA RENEGOCIACION

### CIERRE DE LA FASE II

Este Equipo Técnico concluyó la parte sustantiva de las tareas previstas para la Fase II en el mes de mayo de 2002 –cuyos principales resultados se exponen en el Informe del 13-7-02. Debido a los acontecimientos que se reseñan en el punto II de este informe, el cierre formal de esta Fase se produjo los primeros días del mes de noviembre de 2002.

### INICIO DE LA FASE III

Conforme lo establece la Resolución ME N° 20, *“la Tercera Fase comprende las rondas de discusión mediante reuniones sucesivas, avanzando a la búsqueda de acuerdos.”*; y además señala que *“El período que abarque la emergencia previsiblemente requerirá ajuste en el corto plazo, a fin de adaptar la ejecución de los contratos al desenvolvimiento del conjunto de la economía, esperando que en un escenario de recuperación sostenida dentro de los dos próximos años – que es la duración de la emergencia que establece el artículo 1 de la ley 25.561 – sea posible para las partes asumir compromisos que involucren el mediano y largo plazo”*.

Según las pautas establecidas por el Ministro de Economía, el objetivo que debe guiar las tratativas de la renegociación es “procurar, en la medida de las posibilidades y con el criterio de sacrificio compartido, adecuar de común acuerdo los contratos de concesión o de licencia, durante el período de emergencia y hasta tanto sea superada dicha situación, sin introducir cambios estructurales.”

Sobre la base de estos criterios, y del “enfoque de aplicación” y de los “elementos para los acuerdos de la primera etapa” delineados por el equipo técnico del Área de Energía en el informe del 3/7/02, se estableció la metodología para la ejecución de la Fase III. Dicha propuesta fue elevada al Secretario y Coordinador de la Comisión, mediante memorandum del 19/11/02, que forma parte del expediente respectivo de cada contrato de concesión.

En forma resumida dicha metodología: i) incluye los siguientes pasos y ii) prevé alcanzar los siguientes objetivos:

- 1) Confección de una agenda temática de renegociación abierta que aborde las tratativas desde las siguientes perspectivas:
  - Urgencias y corto plazo, permitiendo adoptar las soluciones que imponga la realidad del servicio y de las empresas concesionarias, sin perder de vista el proceso de renegociación como un todo y;
  - Medio y largo plazo, cuyo objetivo sería la adopción de soluciones definitivas respecto del contrato.
- 2) Constitución de grupos técnicos de trabajo integrados por representantes de los diferentes órganos del Estado nacional involucrados en la materia (SE, ENARGAS y el ENRE), con la función de análisis y discusión de la propuesta

empresaria sobre cada uno de los tópicos incluidos en la agenda, así como la de formular la propuesta del Estado Nacional.

- 3) Rondas de debate entre las autoridades de la Comisión y la empresa, con fundamento en los documentos elaborados por los grupos técnicos.

De las reuniones de trabajo entre la empresa y los representantes del Estado Nacional, se levantarían actas sumarias en las que se registren las asistencias y se deje constancia de los temas tratados.

- 4) Necesidad de medidas que regulen complementaria el funcionamiento del contrato durante el período de la emergencia.

Resulta imperativo tomar medidas que, integradas al proceso de renegociación, aseguren la continuidad y regularidad del servicio durante la emergencia en paralelo al avance del proceso.

Se propone un acuerdo referido a problemas inmediatos cuya resolución no admite esperar el tiempo que supone una renegociación contractual más completa, acorde con la dinámica del proceso en curso y con una proyección de largo plazo.

Las medidas que se puedan adoptar para el corto plazo, deberán tratar las cuestiones básicas e indispensables sin avanzar sobre cuestiones de fondo que puedan comprometer a futuro la posición negociadora de las partes.

También resulta necesario la adopción de esta clase de medidas frente a la necesidad de dotar al Ente de Control de herramientas adecuadas para el cumplimiento de sus funciones en el marco fáctico de la emergencia, que no sólo ha afectado las prestaciones del contrato de concesión, sino también la viabilidad del régimen regulatorio.

En este orden de ideas, se entiende que deberá quedar para la consideración final, la calificación, cuantificación y eventual compensación de los daños que puedan sufrir o haber sufrido las partes con motivo de la emergencia.

- 5) Objetivo central de las medidas de corto plazo.

El hecho de que las circunstancias socio económicas de la emergencia impidan la plena vigencia, durante esta etapa, del régimen tarifario previsto en las Leyes 24.065 (Ley de la actividad eléctrica) y 24.076 (Ley de la actividad de gas), hace necesario adoptar medidas excepcionales que permitan la prestación de los servicios en condiciones de calidad y seguridad adecuadas, en el contexto de esta realidad.

Esas medidas deben permitir una reconstrucción paulatina de los ingresos, en concordancia con los costos reales y eficientes de las empresas, a través de un sendero realista, acorde con la situación de emergencia y tomando en consideración la capacidad de pago de las diferentes categorías de usuarios del servicio.

En cumplimiento del mandato de la Resolución del Ministerio de Economía N° 20/02, las medidas deberán posibilitar la continuidad de los servicios y ejecución de inversiones sobre la base del sacrificio compartido y de los mutuos aportes del Estado, la empresa y los usuarios, cuyos respectivos aportes deberán ser individualizados y cuantificados.

Entre las cuestiones a tomar en cuenta en esta etapa están:

- Plan de Inversiones. Se debería acordar un plan de inversiones para el período de la emergencia, acorde con los niveles de seguridad y de calidad del servicio que se determinen.
- Reducción de costos operativos y/o diferimiento de obligaciones. La empresa deberá extremar la eficiencia en la utilización de los recursos acorde con los criterios de seguridad y calidad antes mencionados y en correspondencia con la situación de iliquidez producto del atraso tarifario y la escases de financiamiento.
- Adecuación de los instrumentos de regulación y control para permitir la actuación de la Autoridad de Aplicación y del Organismo de Control en la emergencia. Los acuerdos que impliquen modificaciones al régimen de obligaciones de la empresa o el establecimiento de beneficios excepcionales, estarán sujetos al estricto cumplimiento de las obligaciones y compromisos asumidos en virtud del acuerdo a que se arribe.
- Contabilidad regulatoria. Se debería acordar el establecimiento de una Contabilidad Regulatoria, bajo las pautas que establezca el Ente Regulador, que posibilite un conocimiento detallado de las cuentas del servicio, permitiendo la transparencia en el seguimiento de su situación económico financiera, la comparación con las diferentes empresas de la actividad y con otras empresas relacionadas. Se considera conveniente que dicha Contabilidad Regulatoria sea aplicada a más tardar en el ejercicio del año 2004.
- Elaboración de Proyecciones Financieras. Con el objeto de acordar las bases técnicas para la determinación de la tarifa durante la emergencia, se debería acordar el análisis sobre la base de un Modelo Financiero para la Emergencia, conformado por los Estados Patrimonial y de Resultados, y el Flujo de Caja Financiero, proyectados en forma mensual, interrelacionados en forma consistente y autosuficiente
- Seguimiento y control del Modelo Financiero para la emergencia. Con el propósito de realizar el seguimiento y control del Modelo Financiero para la emergencia, se debería acordar con las empresas que informen la evolución real y sus desvíos respecto de las proyecciones de los Estados y Cuadros que conformen el modelo antes referido.
- Bases del Régimen Tarifario aplicable en la emergencia. Sin perjuicio que se puedan continuar los estudios tendientes al establecimiento de un Nuevo

Régimen Tarifario, y sujeto a las prescripciones de la ley 25.561, se considera conveniente acordar un mecanismo de adecuación de los ingresos de las empresas a aplicar en el período Enero/Diciembre 2003 y en consonancia con la evolución de los costos,. Se podría convenir con las empresas que los recursos adicionales producto de aumentos tarifarios transitorios, como las mayores disponibilidades de caja que se generen por diferimiento o modificación del régimen de obligaciones, se aplicarán prioritariamente a determinados fines como la calidad y la seguridad del servicio.

- Tarifa Social. En caso que se decida positivamente el punto anterior, se debería contemplar el establecimiento de un régimen de Tarifa Social conforme los lineamientos expuestos en nuestro informe del 13/7/02.
- Modelo de Agenda de Renegociación remitido a las empresas de transporte y de distribución de gas y de electricidad. (ver Anexo II)

## **AVANCES DE LA RENEGOCIACIÓN DE LAS LICENCIAS DE GAS**

A mediados del mes de noviembre de 2002 el Secretario-Coordinador de la CRC les comunicó formalmente a las 11 empresas prestatarias del servicio público de Gas Natural por redes, que se habían cumplido las tareas previstas para la Fase II y que se estaba a disposición de las compañías para continuar con la Fase III siguiente, prevista en la resolución ME N° 20/02.

Las actividades propias de la renegociación con las empresas se iniciaron el 28 de noviembre, con una reunión de los presidentes o la máxima autoridad operativa de cada una de las once compañías con el Secretario Coordinador de la Comisión y miembros del equipo técnico, donde se trató el enfoque general a seguir, y se estableció un esquema de trabajo de la Comisión con cada compañía en particular.

Después de esta primera reunión con las empresas se estableció un programa de reuniones individuales con cada compañía.

Posteriormente, a principios del mes de diciembre, se envió a las compañías una propuesta de Agenda de Renegociación para iniciar las reuniones, fijando temas urgentes e inmediatos y temas mediatos.

En general las compañías rechazaron formalmente el modelo de Agenda debido a que consideraron que los temas a abordar no cubrían sus expectativas ni las de sus accionistas, proponiendo cada una agenda diferente, con principios tales como: 'Recuperación en términos reales de los ingresos de la compañía, en base al 2001' ó 'Búsqueda de acuerdos que tengan por objeto la recuperación en términos reales de los ingresos de la compañía durante el período de la emergencia, sin introducir cambios estructurales a efectos de preservar la vida del contrato...';y a continuación su objetivo inmediato: 'Definición, análisis y metodología del ajuste de tarifas (de urgencia) en base a la variación de los Costos Operativos, Gastos de Administración y Comercialización, Inversiones de Mantenimiento y Costos Financieros.'. También

algunas empresas plantearon objetivos como 'compensación de la pérdida de ingresos de las compañías durante la emergencia'.

Entre el 4 y el 19 de diciembre se realizaron al menos una reunión con cada una de las compañías involucradas.

A partir de estas primeras reuniones, se separan tres empresas que constituyen excepciones al proceso general de renegociación por la problemática que enfrentan; ellas son, Camuzzi Gas del Sur y Camuzzi Pampeana y Gasnea, Distribuidora de gas Mesopotámica. Por este motivo estas empresas serán tratadas aparte de las otras ocho empresas.

Dadas las discrepancias observadas en las propuestas de Agenda de Temas a tratar, se inició una ronda de conversaciones con cada una para intentar arribar a una metodología de trabajo en la búsqueda de resultados prácticos.

La propuesta que los miembros del equipo técnico de la Comisión han formulado, es la siguiente:

- Tratamiento y discusión integral del contrato de Licencia, conviniendo que existen una serie de tópicos muy importantes que hacen a la definición del Capital, a la Remuneración del Capital y por ende a una componente gravitante de las Tarifas, que no es posible tratar ni definir en esta etapa.
- Tratamiento de los restantes temas, comenzando por la discusión de la necesidad de un ajuste de tarifas en lo inmediato, pero sin restringirse sólo a éste, pasando vista a todas las obligaciones y problemas tarifarios y no estrictamente tarifarios, que deben ordenarse durante la emergencia.
- Analizar en paralelo los aspectos no tarifarios y lograr acuerdos parciales que se puedan ir implementando y los que hacen a las tarifas, cuyo análisis se llevaría a cabo en conjunto siguiendo los modelos financieros que las empresas presentaron y que la Comisión analizó y ajustó.
- En el trabajo con los modelos, llegar al flujo de caja o de fondos de cada compañía para el 2003 considerando la totalidad de los costos, ordenados según su necesidad en la prestación del servicio licenciado.

Esta propuesta apunta al objetivo primordial de asegurar, durante la emergencia, la prestación continua y segura de los servicios públicos por las empresas que tienen contrato con la Administración Nacional, entendiéndose como tal, la necesidad de que todas las empresas prestadoras tengan ingresos suficientes para asegurar el servicio.

Si bien no todas las empresas en un principio aceptaron el método propuesto, se ha avanzado lo suficiente con varias de ellas como para considerar que esa será la metodología que ha de seguirse en el informe final, en el cual se formalizarán los números y los ajustes necesarios de tarifas que cumplan con el fin perseguido.

En relación con los costos operativos y las inversiones mínimas de mantenimiento imprescindibles para la prestación del servicio para el año 2003, se han realizado sesiones de trabajo con algunas empresas, donde se revisó el programa para el año, reforzado con aquellas inversiones que no se realizaron en el 2002 y que deben

trasladarse al año siguiente sin riesgo de dejar caer la calidad de servicio y la seguridad de las instalaciones.

El siguiente paso acordado en la metodología de trabajo incluye el diseño de un sendero de recuperación de los ingresos de las compañías que tenga como objetivo final el cubrimiento de todos los costos asociados a la prestación del servicio.

### **El aporte del ENARGAS.**

Simultáneamente con el comienzo de las reuniones con las empresas, a primeros de diciembre de 2002, se conoció el decreto (DNU) que ajustaba las tarifas de energía, en el cual el ENARGAS había realizado una tarea de formación de costos de operación y de inversiones de mantenimiento para cada empresa de gas natural, contenida en un informe específico que forma parte del expediente respectivo.

Conocido este informe, se pidió por nota al Ente para que comunicara a esta Comisión los fundamentos y los criterios utilizados en el informe, con el objeto de ser usados en las negociaciones con las empresas.

A medida que las empresas explicitan sus costos, hemos solicitado al ENARGAS asesoramiento para convalidar esa información. En los primeros días del mes de enero de 2003, el ENARGAS ha contestado los últimos pedidos de información, por lo que el Equipo Técnico queda a la espera de poder trabajar en conjunto en el desarrollo de la Fase III de este proceso, contando con el apoyo técnico de la Autoridad de Aplicación del área gas.

## **4. AVANCES DE LA RENEGOCIACIÓN DE LOS CONTRATOS DE ELECTRICIDAD**

De la misma forma que se procedió con las compañías de gas, a mediados del mes de noviembre de 2002 el Secretario-Coordenador de la CRC les comunicó formalmente a las 11 empresas prestatarias del servicio público de electricidad que se habían cumplido las tareas previstas para la Fase II, y que se estaba a disposición de las compañías para continuar con la Fase III siguiente prevista en la resolución ME N° 20/02.

Luego de una serie de reuniones preparatorias con las empresas que tomaron la iniciativa de manifestar su disposición a llevar adelante la renegociación, entre los últimos días del mes de noviembre y primeros del mes de diciembre, primero a las empresas de distribución y luego a las empresas de transporte de electricidad, se les remitió una propuesta de Agenda de Renegociación. La diferencia en la secuencia de envíos de las Agendas obedeció a que, al mismo tiempo que se disponía el inicio de la Fase III de la renegociación, estaba abierta la instancia prevista en el artículo 46 de la Ley 24.065, y la mayoría de las empresas estaban abocadas a ese trámite.

Las rondas de negociación avanzaron inicialmente con las empresas distribuidoras con las cuales se consensuaron los temas urgentes e inmediatos a considerar en las tratativas.

Rapidamente se acordó que el objetivo prioritario en esta instancia era dotar a la caja de las empresas de los recursos necesarios para hacer frente a la continuidad del servicio en condiciones de calidad y seguridad. Estos recursos debían aplicarse prioritariamente a los gastos de operación y mantenimiento indispensables para el funcionamiento del servicio y a un programa de inversiones que atendiera las obras y equipos impostergables.

Estos recursos debían provenir de dos fuentes: la reducción de gastos regulatorios y no regulatorios, ya sea mediante su eliminación y/o su diferimiento, y aumentos tarifarios escalonados, acordes con la realidad socio económica imperante. Para definir esos aumentos se acordó un análisis conjunto y dinámico de las erogaciones, a través del modelo financiero suministrado por la empresa y ajustado por el equipo técnico.

También se acordó que uno de los temas centrales en función del objetivo propuesto era la postergación transitoria de las multas por incumplimientos al régimen de calidad de servicio y a las normas de seguridad, y un análisis detallado del régimen de calidad a efectos de adecuarlo a la emergencia y hacerlo más eficiente.

Otro aspecto importante con el cual hubo una amplia coincidencia es la necesidad de diseñar e implementar un régimen de “tarifa social” eficiente y transparente, que beneficie efectivamente a los sectores socialmente más débiles.

Las empresas también se manifestaron dispuestas a comprometerse a aplicar los recursos obtenidos por estas vías prioritariamente a las necesidades básicas del servicio (continuidad, calidad, seguridad), y a aceptar la aplicación del principio de sacrificio compartido.

En el caso de las empresas de transporte de electricidad la respuesta fue, por el momento, desigual. La mayoría manifestaron su disposición a consensuar los puntos a discutir en torno del temario de la Agenda, aunque en algún caso la rechazaron pero manifestaron su disposición a continuar las tratativas de la Fase III.

Para poder avanzar en los temas acordados se ha solicitado la asistencia del ENRE, más específicamente en los aspectos referidos al régimen de calidad de servicio. Su contribución en este aspecto es crítica dado su rol principal en el sistema de control y en la aplicación de las penalidades correspondientes a ese régimen y de las normas de seguridad pública.

## **AVANCES DE LA RENEGOCIACIÓN EN EL MES DE ENERO DE 2003**

Durante el mes de enero 2003 se registraron avances importantes en el tratamiento e implementación de las posibles soluciones a las consecuencias derivadas de la salida de la convertibilidad en los contratos de concesión y licencias relativas a los servicios públicos de distribución y transporte de gas y de electricidad con un grupo representativo de las empresas afectadas.

Tal como se está aplicando en los casos de los contratos de provisión de agua potable y saneamiento, caminos y accesos viales y otros, se planteó y convino, en el caso de

las empresas del área de energía, el seguimiento del procedimiento de documento de consulta pública, reglado por la Resolución ME N° 576/2002.

A estos efectos se acordó con las empresas la presentación de una propuesta a ser considerada en el marco del procedimiento citado, tomando en cuenta los principios, criterios y propuestas planteados por el equipo técnico de la Comisión y debatidos hasta ese momento. No obstante lo cual, las empresas podrán presentar las propuestas que consideren conveniente a sus fines.

Al concluir la redacción de este informe, aproximadamente 10 empresas de los servicios de gas y electricidad, han iniciado el proceso de presentación de los documentos de consulta a la Comisión, que se espera será completado hacia fin del mes de enero 2003.

## V. CONSIDERACIONES FINALES

Como criterio general, en el análisis de la información sobre la situación de los contratos de concesión se han tomado en cuenta dos premisas que conviene explicitar por sus efectos futuros y un aspecto financiero relacionado con el endeudamiento de las empresas:

- a) El comportamiento de las empresas se ha desarrollado en el marco de las pautas del contrato de concesión o licencia.

En forma sumaria, esta premisa implica que éstas no han incurrido en incumplimientos tales que puedan aplicarse algunas de las causales de rescisión previstas en los respectivos contratos o licencias<sup>4</sup>. No obstante esto, la validez de esta premisa está sujeta a la respuesta que emita el respectivo ente regulador, con relación a la consulta efectuada por el Coordinador de la Comisión con fecha 22 de abril de 2002.

- b) Las modificaciones de fondo al contrato de concesión se realizarán en una etapa posterior a la actual.

Como ya se señaló, en la etapa actual de emergencia, solo están dadas las condiciones para efectuar modificaciones transitorias al contrato de concesión, tal que estas permitan la continuidad del servicio en condiciones de calidad y seguridad, acordes con la situación social y económica de la misma.

Partiendo de la primera premisa, no se ha considerado relevante, por lo menos en esta instancia, una revisión integral de la evolución económico financiera de las empresas desde el origen de la concesión. Desde esta perspectiva, y conforme a las reglas básicas del sistema regulatorio aplicable a estas actividades, se considera que la mejor oportunidad para hacer un examen de este desempeño, es la revisión tarifaria prevista en las normas, que en razón de la situación de emergencia se encuentra interrumpida (especialmente en el caso de las distribuidoras de energía eléctrica). La próxima revisión y la continuidad de las suspendidas, debería realizarse una vez estabilizada la economía y concretadas las modificaciones de fondo a los contratos de concesión, de manera que el sistema de precios permita reflejar una estructura de costos del servicio válida, con un horizonte de vigencia de mediano o largo plazo.

Sobre este particular también conviene recordar que el método vigente de “precio máximo” de los servicios de gas y electricidad, implica la posibilidad, por parte de la empresa concesionaria, de apropiarse de las economías por sobre los costos reconocidos en la tarifa, que logre en la gestión del servicio durante un determinado período tarifario. Una vez transcurrido dicho período tarifario, de diez o cinco años según corresponda, el ente regulador, sobre la base de una propuesta de la empresa y del estudio de un consultor independiente contratado al efecto por ese organismo, está facultado para trasladar a los usuarios el aumento de productividad logrado por la empresa, a través de una disminución de los valores del cuadro tarifario para el siguiente período tarifario

Con relación a la segunda premisa, cabe reiterar que la estrategia seguida en esta etapa es minimizar el impacto, del incremento de las erogaciones propias del servicio,

---

<sup>4</sup> Excepto Gas Nea.

en los niveles tarifarios. Para ello es necesario procurar la disminución de las exigencias financieras de las empresas mediante una interacción dinámica entre el estado y las concesionarias sobre el nivel, composición y evolución de los gastos requeridos para la prestación del servicio; en particular aquellos gastos de operación y mantenimiento e inversiones ligados a la continuidad, calidad, seguridad y expansión del mismo.

Este método no implica en modo alguno la intervención del estado en la gestión de la empresa, que debe seguir bajo la responsabilidad de los actuales concesionarios, sino la posibilidad de hacer un ajustado seguimiento de la prestación del servicio en razón de la emergencia, de manera que los fondos disponibles se dediquen prioritariamente a sostener el servicio en las condiciones establecidas para la etapa, procurando diferir para el futuro aquellas erogaciones, reguladas o no, que tengan otro destino: por ejemplo multas por incumplimientos al régimen de calidad, honorarios del operador técnico, pago de dividendos a los accionistas.

Asimismo, esta metodología, se orienta en la dirección de poder establecer referencias que permitan construir las nuevas relaciones precios calidad ya modificadas por la alteración de las señales económicas, por los cambios en la relación de costos e inducidas por la misma crisis de liquidez de las concesionarias.

Según este criterio también quedaría para un tratamiento mediato, superados o no los efectos que motivaron la emergencia, el establecimiento de los criterios, metodología y cálculo de la base de capital y del nivel de la tasa de rentabilidad que se reconocería a las empresas en la tarifa para este período de excepción, y el potencial establecimiento de modificaciones a las obligaciones contenidas en el contrato. En este sentido cabe recordar que, por ejemplo, las concesiones de la actividad eléctrica tienen una duración de 95 años, de modo que es posible considerar las consecuencias de la salida de la convertibilidad, en estos servicios, en un extenso período de tiempo.

Estos argumentos, junto a otros de carácter económico y jurídico, fundamentan la inconveniencia e impracticabilidad de la determinación de una hipotética tarifa, elaborada *“de acuerdo a las disposiciones originales del contrato de concesión”*, para este período, superior a la tarifa vigente, de modo que la diferencia entre ambas tarifas pudiera dar lugar a una compensación retroactiva a abonar por el Estado y/o los usuarios, junto con un ajuste o interés por el tiempo transcurrido hasta su efectiva percepción. El Equipo Técnico entiende que cualquier eventual resarcimiento o compensación hacia futuro, que no está contemplado en la legislación vigente, debería referenciarse a las condiciones que se establezcan y a la realidad de la prestación del servicio en la transición, y que solo podría ser considerado en el contexto general de las consecuencias que la salida de la convertibilidad pueda haber tenido para el conjunto de las unidades económicas, porque de otro modo se estaría privilegiando o discriminando a algunas de ellas en detrimento del resto.

Se estima oportuno señalar en esta oportunidad, para poner de manifiesto la complejidad de esta cuestión que, desde el punto de vista económico, el precio de un bien o servicio que rige en un determinado mercado es el resultado de la interacción de la oferta y de la demanda de dicho bien o servicio en cada momento del tiempo, y no de la disposición o de las condiciones de una sola de estas variables económicas.

Finalmente, es necesario hacer mención a una cuestión que no es menor en las principales empresas energéticas consideradas: el servicio de la deuda financiera.

La misma no ha recibido un tratamiento específico en los análisis efectuados; en primer lugar, porque se considera que la forma de financiamiento es parte de las decisiones que están bajo la responsabilidad empresaria, y en segundo lugar porque, de existir alguna decisión del estado sobre el particular, se asume que la misma abarcará a todos los deudores y no solamente a estas empresas. De este modo, en el análisis realizado, se ha partido de la premisa que el tratamiento de esta cuestión debe hacerse en el marco general de la política del gobierno en la materia.

## **ANEXO I: DEFINICIONES DE LOS INDICADORES DE EFICIENCIA**

### **LIQUIDEZ CORRIENTE**

La liquidez corriente a corto plazo de una entidad o empresa viene dada por la medida en la que ésta puede hacer frente a sus obligaciones de corto plazo.

La liquidez implica capacidad de conversión del Activo en efectivo o de obtención de fondos. Por corto plazo se entiende generalmente a un período de tiempo hasta de un año.

La importancia de la liquidez a corto plazo queda de manifiesto si examinamos los efectos que pueden derivarse de la limitación o incapacidad de hacer frente a las obligaciones a corto plazo.

En este sentido, la falta de liquidez implica falta de libertad de elección, así como una limitación a la libertad de movimientos, por parte del Management de la compañía.

El Activo Corriente se refiere al efectivo y a aquellos activos que razonablemente se espera sean convertidos en efectivo o puedan serlo fácilmente. Por Pasivo Corriente se entiende aquel que se prevén van a ser cancelados dentro de un período de tiempo relativamente corto, normalmente un año. Análogamente, el Pasivo Corriente está constituido por Obligaciones cuyas liquidación exige normalmente la utilización del activo corriente o la creación de otros pasivos corrientes.

### **PERIODO MEDIO DE COBRANZAS y PAGOS. ROTACIÓN**

Estos indicadores muestran el tiempo medio en días en que la empresa cobra sus ventas y por otro lado en el que abonan sus compras.

La cifra de ventas utilizadas en el calculo de este índice, debe referirse únicamente en las ventas a crédito ya que en las ventas al contado no generan cuentas por cobrar. En el caso de las empresas de servicios analizadas, se considera que todas las ventas son a crédito, dado que los usuarios tienen un cierto plazo para pagar. Asimismo, se han considerado todas las compras como realizadas a crédito.

Puede ser que el promedio no sea representativo de las Cuentas por Cobrar, porque a veces la morosidad es de una parte importante de los clientes. Para tener una visión más clara es preciso realizar a veces un estudio de “Anticuidación de Créditos” o “Aging” de las cuentas por cobrar.

### **SOLVENCIA**

Informa la relación que tienen los activos de la empresa con el activo. Mientras más alto sea ese índice, se demostrara que la empresa posee un pasivo muy inferior al activo, por lo que la empresa será más sólida para atender nuevas obligaciones.

## **ENDEUDAMIENTO**

Es la relación por medio de la cual se conoce cuantas veces el Patrimonio está comprometido en el Pasivo Total. Un índice alto compromete la situación financiera, la que podría mejorar con crecimientos de Capital.

El otro índice indica que proporción del Activo se encuentra comprometida por los pasivos asumidos.

## **IMPORTANCIA DEL CAPITAL PROPIO**

Esta relación entre el Patrimonio Neto y el Activo muestra en qué proporción la empresa se financia con el Capital de sus Accionistas.

## **FINANCIACION DE LA INMOVILIZACIÓN**

El índice relaciona el Activo No Corriente con el Patrimonio Neto. El Activo no Corriente está formado por los Bienes de Uso, las Inversiones permanentes y aquellos créditos que no se cobrarán en el corto plazo.

Esta relación muestra en que proporción el Activo No Corriente está financiado con el Patrimonio Neto, esto es con Capital Propio de los Accionistas.

## **MARGEN Y RENTABILIDAD**

Se refiere a la relación entre la utilidad (ya sea Bruta o Neta) y alguna variable; como pueden ser Ventas, Capital, Activos, otros. Permite conocer en forma aproximada si la gestión cumplida es aceptable en términos del rendimiento financiero.

En condiciones normales, la empresa debe alcanzar una utilidad mayor al promedio de rendimiento de las inversiones en el mercado financiero y de valores ( ahorro, bonos, células, pagarés, otros ). Esto se denomina Costo de Oportunidad de utilizar esa inversión, que es la máxima rentabilidad que se conozca, o también, lo que se deja de ganar por no conocer la óptima alternativa de inversión, o simplemente, al rendimiento del Capital en su mejor alternativa de uso.

Otros criterios indican que la Rentabilidad debe ser superior a la Tasa de inflación, esto, si bien tiene fundamento, el problema está en la calidad de información y parámetros que determinan el nivel de inflación, y no siempre son confiables. Como las tasas de interés tienen un comportamiento crecientes en función de la inflación, hace que la relación utilidades – tasas de rendimiento del mercado financiero y de valores sean más confiables para la obtención de índices de rentabilidad.

Los índices más utilizados, relacionados a la rentabilidad, son los siguientes:

## **MARGEN BRUTO SOBRE VENTAS**

Se obtienen de la Utilidad Bruta (Ventas menos Costos Directos) y las ventas del ejercicio. Permite conocer el Margen de Contribución que queda a la empresa para hacer frente a sus costos fijos.

## **MARGEN NETO SOBRE VENTAS**

Se obtienen de la Utilidad Neta antes de Impuestos y las ventas del ejercicio. Permite conocer la utilidad por cada peso vendido. Este índice cuando es más alto representa una mayor rentabilidad, pero depende del tipo de negocio o actividad.

## **RENTABILIDAD PATRIMONIAL**

Indica el beneficio logrado en función de la propiedad total de los accionistas, socios o propietarios. Se obtienen de dividir la Utilidad Neta del Ejercicio para el Patrimonio Promedio.

## **ANEXO II: MODELO DE AGENDA DE LA FASE III**

El modelo de Agenda de la Fase III se puede encontrar en la siguiente dirección electrónica:

[http://www.mecon.gov.ar/crc/energia\\_agenda\\_renegociacion.pdf](http://www.mecon.gov.ar/crc/energia_agenda_renegociacion.pdf)