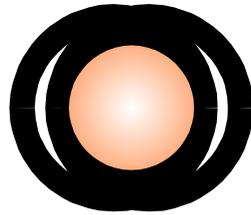


*Carrera de Especialización en la Estructura Jurídico – Económica de la
Regulación Energética*

Universidad de Buenos Aires

- **Facultad de Derecho – Facultad de Ciencias Económicas – Facultad
de Ingeniería**

**Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética
C.E.A.R.E.**



C E A R E

**CENTRO DE ESTUDIOS DE LA
ACTIVIDAD REGULATORIA ENERGÉTICA**

**“Análisis Económico Financiero del Servicio de Distribución de Gas.
Los casos Gas Natural Ban S.A. y Metrogas S.A.”**

Profesores: Diego Guichon, Raúl Bertero.

Alumnos: María del Carmen Bazan, Mariana Cecilia
Mariné, Horacio Balderrama, Alexandro Okmaca,
Horacio Barrios

Buenos Aires, 13 de noviembre de 2008

INDICE

CAPITULO I

1. INTRODUCCIÓN
2. EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL SECTOR ENERGIA
3. MARCO REGULATORIO DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL.
 - 3.1. DISEÑO ORIGINAL
 - 3.2. MODIFICACIONES EN LA CRISIS ECONOMICA.

CAPITULO II

GAS NATURAL BAN S.A.

1. CONSTITUCIÓN Y COMPOSICIÓN ACCIONARIA
2. INVERSIONES
3. DEUDAS BANCARIAS Y FINANCIERAS
4. ESTADO DE RENEGOCIACIÓN DE LOS CONTRATOS
5. OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS

CAPITULO III

METROGAS S.A.

1. CONSTITUCIÓN Y COMPOSICIÓN ACCIONARIA
2. RESTRICCIONES RELATIVAS A LA TRANSFERENCIA DE ACCIONES DE GAS ARGENTINO
3. PROGRAMA DE PROPIEDAD PARTICIPADA
4. CONSTITUCIÓN DE METROENERGÍA
5. INVERSIONES
6. DEUDAS BANCARIAS Y FINANCIERAS
7. ESTADO DE RENEGOCIACIÓN DE LOS CONTRATOS
8. OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS
9. ACTIVOS DE DISPONIBILIDAD RESTRINGIDA DE AMBAS SOCIEDADES
10. ACTIVIDADES REGULADAS Y NO REGULADAS DE AMBAS SOCIEDADES

CAPITULO IV

1. INDICADORES FISICOS DE LA ACTIVIDAD
2. ANÁLISIS DE ESTRUCTURA
3. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y COMPARACIÓN ENTRE EMPRESAS
4. SITUACIÓN ECONÓMICA

5. OTROS INDICADORES

CAPITULO V VALUACIÓN DE LAS EMPRESAS

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA REGULACIÓN DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

CAPITULO VIII

BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA

CAPITULO IX

ANEXOS

CAPITULO I

1. INTRODUCCION

El presente trabajo analiza dos empresas licenciatarias distribuidoras de gas, **METROGAS SA** y **GAS NATURAL BAN SA**. Las mismas se han seleccionado dado que comparten la atención de la región metropolitana de Buenos Aires, y por lo tanto tienen algunas características similares. No obstante esto se observan estrategias distintas tanto en materia de financiamiento como frente al proceso de renegociación de los contratos propuestos por el Gobierno Nacional.

En las presentes circunstancias, en donde luego de la crisis del año 2001 se ha producido un proceso global de renegociación de contratos de Servicios Públicos, con distintos grados de avances, el análisis de la información económica y financiera de las empresas es una fuente valiosa de información, tanto desde el punto de vista teórico, como desde el punto de vista operativo de la regulación.

La teoría económica de la regulación formula proposiciones que intenta que sean válidas para todo tiempo y lugar, y usa comúnmente el análisis de situaciones de equilibrio. Asimismo postula un comportamiento optimizador por parte de las empresas, (por ejemplo maximización de beneficios, minimización de costos, etc.), pero no describe las prácticas concretas que las empresas llevan adelante para lograr esto. Sintetizando, la teoría postula que de todas las prácticas posibles, la empresa elige la mejor, la óptima, pero sin decir cuál es esa práctica.

Al analizar las acciones llevadas adelante por las empresas sujetas a regulación en un escenario de crisis económica como la que se vivió en la Argentina, salen a la luz los distintos comportamientos que tuvieron para poder adaptarse a las circunstancias. Esto es como abrir una “caja negra”, que es el comportamiento optimizador postulado por la teoría, y “ver” que hay realmente adentro.

En este sentido destacar las diferencias entre las estrategias adoptadas por distintas empresas, frente a un contexto macroeconómico similar, tanto en materia de costos, ampliaciones, financiamiento, etc., es un aporte que puede realizar esta Tesina como un paso previo para poder desarrollar una teoría al respecto. Téngase presente que muchas veces es una clasificación y análisis de los casos estudiados el paso previo para poder proponer una teoría más general.

Desde el punto de vista de la práctica de la regulación de los servicios públicos, el análisis de la información económica y financiera de las empresas elegidas para este trabajo, permitirá visualizar los problemas que tiene que enfrentar el regulador en esta instancia y hacer un ejercicio concreto de valuación de ambas empresas, cuestión que está vinculada a la normalización de la situación dentro del Marco Regulatorio y en vistas a una Revisión Tarifaria Integral.

2. EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LOS MARCOS REGULATORIOS DEL SECTOR ENERGIA

La política hidrocarburífera argentina previa al año 1990 se caracterizó por el control gubernamental de los servicios públicos, incluyendo el upstream & downstream del petróleo y gas natural, la producción de hidrocarburos: monopolizada por la empresa estatal YPF (*Yacimientos Petrolíferos Fiscales*), y la distribución & transporte del gas natural: bajo el control exclusivo de la empresa estatal *Gas del Estado*

La Política hidrocarburíferas argentina impulsada en 1989 tuvo como objetivo la Desregulación y privatización de empresas estatales. La misma se realizó a través de la Ley 23.696 “Ley de Reforma del Estado”, los “Decretos de Desregulación” (Decretos 1055/1989, 1212/1989 and 1589/1989), el Decreto de Reconversión (2411/1991): Conversión de contratos con YPF en permisos de exploración y concesiones de explotación.

Consecuentemente se produjo una reforma de la industria del gas e petróleo con la sanción de la Ley del Gas (24.076) en Junio 1992, la desregulación de los precios de gas en Enero 1994 (Decreto 2731/93), el Plan Argentina que estableció los términos y condiciones para el otorgamiento de permisos de exploración a empresas privadas

La Ley del Gas 24.076 y decretos reglamentarios regulan el transporte y distribución de gas natural. Establece asimismo el derecho a comercializar libremente la producción de hidrocarburos, localmente y al exterior, la desregulación de los precios de los hidrocarburos, la propiedad de los productores de los hidrocarburos producidos, la exportación de hidrocarburos exenta de aranceles, derechos y/o retenciones presentes o *futuros*, las regalías las fija en un máximo del 12% del valor boca de pozo, establece el derecho a exportar libremente los hidrocarburos líquidos y gas natural sujeto a previa autorización de la Secretaría de Energía (SE). Se establece el derecho a disponer libremente del 70% de las divisas, el derecho de distribuidoras de pasar a tarifa el costo del gas

Las características del proceso se centraron en contar con la existencia de marcos regulatorios específicos establecidos por ley previa a la privatización y sujetar la misma a mecanismos de incentivo de la competencia y/o eficiencia bajo el control de los entes reguladores respectivos.

Las consecuencias de la privatización se concentraron en inversores internacionales, calificados, generando un mejor servicio, uno de los mejores del mundo, en un ámbito de eficiencias trasladables el usuario.

3. MARCO REGULATORIO DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL:

3.1. DISEÑO ORIGINAL.

La distribución de gas natural es una actividad regulada por el ENARGAS. Su jurisdicción se extiende al transporte, venta, almacenaje y distribución de gas natural. Su mandato, de acuerdo con lo expresando en la Ley del Gas, incluye la protección de los consumidores, el cuidado de la competencia en la provisión y demanda de gas natural y el fomento de las inversiones de largo plazo en la industria.

En el Pliego de Bases y Condiciones para la privatización de la prestación del servicio público de distribución de gas se establece que no se podrá, sin previa autorización de la Autoridad Regulatoria bajo pena de caducidad de la licencia para la prestación del servicio, vender, ceder o transferir bajo cualquier título o constituir gravámenes sobre Activos Esenciales afectados a la prestación del servicio.

Las ampliaciones y mejoras que la Sociedad incorpore a la red de distribución después de la toma de posesión sólo se podrán gravar para garantizar créditos a más de un año de plazo tomados para financiar nuevas ampliaciones y mejoras del servicio licenciado.

Al momento de la terminación de la Licencia, la Licenciataria debe transferir al Gobierno Argentino o a un tercero que éste designe, todos los Activos Esenciales establecidos en un inventario actualizado a dicha fecha, libres de cargas y gravámenes.

3.2. MODIFICACIONES EN LA CRISIS ECONOMICA.

El 6 de enero de 2002, el Poder Ejecutivo Nacional (“PEN”) promulgó la Ley N° 25.561, norma que posteriormente fue complementada con otras leyes, diversos decretos y reglamentaciones emitidas por distintos organismos gubernamentales, tales como los Decretos 180/2004, 181/2004, las Resoluciones SE 208/2004, 265/2004, 659/2004, 752/2005, 2020/2005, 275/2005, 599/2007, 459/2007, 121/2008, 24/2008, la Disposición 27/2004 y la Ley 26197 entre otras.

Este conjunto normativo implicó una modificación unilateral de las Licencias otorgadas oportunamente a Gas Natural BAN, S.A. y Metrogas S.A. por el Estado Nacional.

La Ley N° 25.561 también previó la renegociación a cargo del PEN de los contratos de obras y/o servicios públicos, lo que incluía la licencias de Gas Natural BAN, S.A. y Metrogas S.A.

Mediante Decreto N°311/2003 del 3 de Julio de 2003, el PEN dispuso la creación de la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (“UNIREN”) en el ámbito del Ministerio de Economía (“ME”) y del Ministerio de Planificación Federal Inversión Pública y Servicios (“MPFIPyS”), disponiendo que los Entes Reguladores serían los responsables de ejecutar los trabajos técnicos que le sean requeridos por la UNIREN; la obligatoriedad de realizar audiencias públicas; el necesario dictamen previo del Procurador del Tesoro de la Nación, la obligatoria participación de la Sindicatura General de la Nación y la aprobación del Congreso de la Nación, ello conforme lo establecido en la propia Ley N°25.790.

Gas Natural BAN, S.A. suscribió un Acta Acuerdo de renegociación con la UNIREM pero no pudo hacerlo aún Metrogas S.A.

En la actualidad se están realizando los trabajos del proceso de RTI en ámbito del ENARGAS. En dicho proceso de revisión tarifaria, Gas Natural Ban SA y Metrogas SA pretenden se consideren ciertas cuestiones pendientes como los reconocimientos de los mayores costos de la prestación

El 16 de febrero de 2004, fue sancionado el Decreto N° 180/2004, que estableció un régimen de inversiones de infraestructura básica de gas durante el proceso de normalización del servicio público, creó el Mercado Electrónico de Gas (“MEG”) y dispuso medidas para mejorar la eficiencia asignativa en la industria del gas y el

Decreto N° 181/2004 que facultó a la SE para realizar acuerdos con los productores de gas natural a fin de establecer un ajuste del precio en el punto de ingreso al sistema de transporte adquirido por las prestadoras del servicio de distribución de gas por redes y la implementación de mecanismos de protección en beneficio de aquellos usuarios de esas prestadoras que inicien la adquisición directa de gas natural a los productores signatarios de esos acuerdos.

Se dictaron diversas medidas para ampliar la infraestructura de transporte de gas natural.

En el marco del Decreto N° 180/2004, el MPFIPyS emitió la Resolución N° 185/2004 aprobando un Programa Global para la Emisión de Valores Representativos de Deuda y/o Certificados de Participación en Fideicomisos Financieros bajo la Ley N° 24.441, constituidos para la titularización de activos por un monto máximo en circulación de hasta \$3.000 millones denominado "Fideicomisos de Gas – Fideicomisos Financieros".

En este contexto, se contempló la realización de distintos proyectos de ampliación de capacidad de transporte, dando lugar al lanzamiento del Concurso Público TGS N°3/2004 y del Concurso Público TGN N°1/2004.

En el marco de la misma normativa, durante 2005 se convocaron los concursos públicos TGN N° 1 y TGS N° 2

Se dictaron diversas tendientes a garantizar el abastecimiento interno de gas natural:

La SE emitió la Resolución N° 265/2004, donde además de disponer distintas medidas relacionadas con la exportación de gas natural, instruyó a la Subsecretaría de Combustibles ("SSC") a que elaborara un programa de racionalización de las exportaciones de gas natural y del uso de la capacidad de transporte que asegure, en la medida que los sistemas de transporte y distribución

lo permitan, los consumos de las categorías de usuarios R, P- primer y segundo escalón-, SBD -en la exacta incidencia que los usuarios R y P tengan en la demanda del subdistribuidor en cuestión- SGP, SGG -por su capacidad reservada-, FT, FD y Firme GNC destinados a satisfacer la demanda interna y la sustentabilidad del sistema eléctrico.

En cumplimiento de las instrucciones dadas por la SE, a través de la Disposición N° 27/2004, la SSC aprobó el Programa de Racionalización de Exportaciones de Gas Natural y el Uso de la Capacidad de Transporte.

La referida disposición luego fue reemplazada por la Resolución SE N° 659/2004, norma que creó el Programa Complementario de Abastecimiento al Mercado Interno de Gas Natural y que conjuntamente con la Resolución SE N° 752/2005 contienen previsiones tendientes a asegurar el aprovisionamiento.

Asimismo, a través de la Resolución N° 415/2004, la SE estableció el Programa de Uso Racional de la Energía, medida tendiente a paliar la situación de escasez por la que actualmente atraviesa el sector. El 11 de abril de 2005 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 624/2005, mediante la cual se estableció la vigencia del Programa en forma permanente desde el 15 de abril hasta el 30 de Setiembre de cada año y se aprobaron sus pautas generales de funcionamiento, luego modificada por la Resolución N° 881/2005 del mismo organismo y complementadas mediante las Resoluciones ENARGAS N° 3245/2005, N° 3305/2005 y N° 3538/2006.

Asimismo se adoptaron medidas sobre los precios del gas natural en boca de pozo y la estructura del mercado.

El 2 de abril de 2004 se suscribió el Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte que fue luego homologado por la Resolución del Ministerio de

Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios N°208 de fecha 21 de abril de 2004.

Teniendo en cuenta del vencimiento del Acuerdo homologado por la citada Resolución N° 208 y la necesidad de resolver las necesidades de abastecimiento que registra el mercado interno el 14 de junio pasado fue publicada la Resolución de la Secretaría de Energía N° 599 mediante la cual se homologa la propuesta para el Acuerdo con Productores para el período 2007-2011 tendiente a la satisfacción de la demanda doméstica.

En cuanto a la estructura del mercado, en línea con las previsiones de los Decretos N° 180/2004 y N° 181/2004, el 23 de mayo de 2005 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 752/2005. Entre las distintas medidas contenidas en esta Resolución, se establece que: (i) los usuarios de los servicios de distribución del gas natural por redes -salvo los residenciales y del Servicio General P que en el último año hayan registrado un consumo mensual promedio inferior a los 9.000 m³- quedan facultados para adquirir gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte directamente de productores o comercializadores; (ii) desde el 1° de agosto de 2005, las Distribuidoras no podrán abastecer con gas a Grandes Usuarios Firmes o Interrumpibles, usuarios del Servicio General “G” y usuarios del Servicio General “P” que hubieran consumido en promedio durante el año último más de 150.000 m³ por mes; (iii) a partir del 1° de enero de 2006 las Distribuidoras no podrán abastecer con gas a los usuarios del Servicio General “P” con consumo mensual promedio superior a 9.000 m³; (iv) a partir de dichas fechas, las Distribuidoras no podrán celebrar nuevos contratos a plazo para la compra de gas natural para abastecer a esas categorías de usuarios; (v) los usuarios de esas categorías que al 2 de abril de 2004 adquirían gas natural de una Distribuidora, podrán solicitarle la cesión del volumen del gas que estén consumiendo; (vi) en el caso de las estaciones de GNC, la prohibición de abastecimiento por distribuidoras comenzará a regir a partir del 1° de enero de 2006.

Con posterioridad, la SE, a través de la Resolución N° 930/2005 (publicada en el Boletín Oficial del 27 de julio de 2005) dispuso entre otros aspectos, prorrogar el plazo del 1° de agosto al 1° de setiembre de 2005.

Mediante la Resolución SE N° 2020/2005 se dispuso subdividir la categoría de usuarios del Servicio General “P” en tres grupos según el consumo anual registrado entre abril de 2003 y marzo de 2004, a saber:

- (i) Grupo I, usuarios que hubieran alcanzado o superado los 365.000 m³ de gas y tuvieran un consumo promedio mensual menor a 150.000 m³;
- (ii) Grupo II, usuarios con consumos inferiores a 365.000 m³ e igual o superior a 180.000 m³ y
- (iii) Grupo III, usuarios no comprendidos en los anteriores Grupos. Asimismo, dicha norma resolvió mantener el 1° de enero de 2006 como fecha a partir de la cual los clientes incluidos en el Grupo I deben proceder a la compra directa de gas natural a productores o comercializadoras y prorrogar hasta el 1° de marzo de 2006 la fecha para el Grupo II y para el mercado del GNC.

En febrero de 2006, la SE dictó la Resolución N° 275 que modificó el tratamiento de las estaciones de GNC establecido en la Resolución N° 2020/2005 y postergó hasta el 1° de abril de 2006 la fecha para que las estaciones dejen de comprar el gas a las Distribuidoras.

En el mes de marzo de 2006 se efectuó la primera subasta con la aplicación del “Mecanismo de Asignación de Gas Natural para GNC” establecido en la Resolución SE N° 2020/2005, y su modificatoria SE N° 275/2006.

A la fecha, las estaciones de carga de GNC ya están comprando el gas en forma directa a los productores, no afectando el margen operativo de la Sociedad, dado el carácter de “pass through” del componente gas en la tarifa.

CAPITULO II

GAS NATURAL BAN

1. CONSTITUCIÓN Y COMPOSICIÓN ACCIONARIA

La Sociedad Licenciataria Gas Natural BAN, S.A. (originariamente Distribuidora de Gas Buenos Aires Norte S.A.) fue constituida el 24 de noviembre de 1992, como consecuencia de las Leyes Nros. 23.696 y 24.076 y el Decreto N°1.189/92, mediante los cuales se dispuso la privatización de los servicios de transporte y distribución de gas natural y se resolvió la constitución de las sociedades que recibirían las licencias para operar dichos servicios. La venta de los paquetes accionarios mayoritarios de las referidas sociedades se efectuó a través de la convocatoria a licitación pública internacional.

El precio que se pagó por la privatización asciende a \$ 50.000.000 conforme <http://mepriv.mecon.gov.ar/1993/ingresos-93.htm>.

A través del Decreto N° 2.460/92 del Poder Ejecutivo Nacional se otorgó la licencia para la prestación del servicio público de distribución de gas a la Sociedad, mediante la operación de los bienes aportados por Gas del Estado Sociedad del Estado (“GdE”) por un plazo de 35 años, prorrogable por 10 años más, siempre que se de cumplimiento en lo sustancial a las obligaciones impuestas por la licencia.

La privatización se perfeccionó a través del Contrato de Transferencia suscrito por el Estado Nacional, representado por el Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos (“MEyOSP”), GdE y el Consorcio adjudicatario, Invergas S.A. Simultáneamente se recibieron los activos afectados a la prestación del servicio público de distribución de gas natural en el área adjudicada. La toma de posesión se produjo el 29 de diciembre de 1992 a las cero horas, momento en que se iniciaron efectivamente las operaciones.

Gas Natural BAN, S.A. es la segunda distribuidora del país por número de clientes, y participa en un 18,4% del total de ventas del mercado residencial y

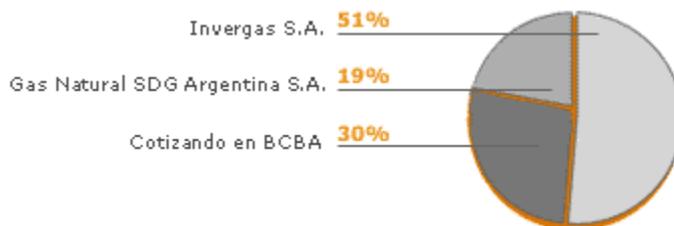
comercial, dando servicio en el año 2007 a 1.355.034 clientes, siendo que en el año 2006 se registraban 1.320.988 de clientes.

La zona de concesión abarca 30 partidos de la Provincia de Buenos Aires, ubicados al norte y al oeste del conurbano bonaerense, en un abanico desde La Matanza, Marcos Paz y Las Heras hasta Vicente López y la línea costera hasta Zárate, siendo un área de 15.000 Km²



Fuente Pagina www.uniren.gov.ar

Las sociedades controlantes de Gas Natural Ban son Invergas S.A. y Gas Natural SDG Argentina S.A.



El capital social está representado por 325.539.966 acciones ordinarias de valor nominal \$1 cada una, totalmente suscriptas e integradas y con los mismos derechos Políticos y económicos. Las acciones Clase “B”, equivalentes al 49% del capital, cuentan con autorización para cotizar en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (“BCBA”).

Mediante Resolución N° 11.049 del 31 de agosto de 1995, la CNV autorizó la oferta pública del capital de Gas Natural BAN, S.A.

Por su parte, la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (BCBA), mediante notas del 25 de septiembre de 1995 y del 27 de febrero de 1998, autorizó la solicitud de ingreso al régimen de cotización de las acciones clase “B”.

La Sociedad está obligada a mantener en vigencia la autorización de oferta pública de su capital social como mínimo durante el término de quince años a partir del otorgamiento.

De acuerdo con sus estatutos Gas Natural BAN, S.A. es una Sociedad no Adherida al Régimen Estatutario Optativo de Oferta Pública de Adquisición Obligatoria.

Por otra parte, la Sociedad no puede, sin previa autorización del ENARGAS, reducir su capital voluntariamente, rescatar sus acciones o distribuir parte de su patrimonio entre sus accionistas, excepto para el pago de dividendos, de acuerdo con lo establecido en la Ley de Sociedades Comerciales N° 19.550.

Las transferencias que pudieran llevar a Invergas S.A. a tener menos del 51% de participación accionaria en Gas Natural BAN, S.A. están sujetas a la aprobación previa por parte del ENARGAS y ello siempre que: (i) La venta comprenda el

51% o, si no se tratare de una venta, el acto que reduce la participación resulte en la adquisición de una participación no inferior al 51% por otra sociedad inversora.
(ii) El solicitante acredite que la transacción no afectará la calidad operativa del servicio otorgado por la licencia.

Estas restricciones resultan también aplicables a los accionistas de Invergas S.A.

2. PROGRAMA DE PROPIEDAD PARTICIPADA

En el año 1998 a través de la Resolución 288/98 Meyosp (10-03-98) se aprueba la cancelación anticipada del saldo del precio por la compraventa de la totalidad de las acciones asignadas al Programa de Propiedad Participada de Gas Natural BAN S.A. Consiguientemente Estado Nacional se desprendió de su participación accionaria en Gas Natural BAN S.A. colocándose las acciones en Oferta y Pública. Asimismo, el Programa de Propiedad Participada de Gas Natural BAN S.A. transfirió su tenencia accionaria en 1998 a la empresa Farallon Gas Ban Investment L.L.C. Fuente: <http://mepriv.mecon.gov.ar/gas/CompAccionaria.htm>

3. INVERSIONES

El Decreto N° 2460/92, que otorgó la licencia a la Sociedad, establecía que, en un plazo promedio de 3 a 5 años, debía cumplirse con un programa de inversiones y relevamientos obligatorios para adecuar sustancialmente las operaciones de distribución de gas a los estándares internacionales de seguridad y control.

El mencionado programa detallaba inversiones por un monto aproximado de US\$ 196.000.000

Para el quinquenio 1993-1997, los planes estratégicos de la Sociedad preveían una inversión de aproximadamente US\$ 260.000.000, la cual fue ejecutada totalmente.

Durante el ejercicio 2007 la Sociedad invirtió aproximadamente US\$ 20.400-000 que fueron destinados principalmente al mantenimiento de las instalaciones de clientes y expansión comercial (67,5%) y a renovación y adecuación de las instalaciones técnicas (21,9%). Estas inversiones además de cumplir con los compromisos asumidos en el Acta Acuerdo con el Estado Nacional fueron necesarias para mantener la confiabilidad y seguridad del sistema de distribución y contribuir a la expansión del mismo. Pese al virtual congelamiento tarifario, la inversión acumulada en los últimos seis años fue de aproximadamente US\$ 62.100.000, que le permitieron a la Sociedad hacer frente a la mayor demanda de servicios generada por la recuperación de la actividad económica y por la distorsión de precios del costo del gas natural respecto de sus sustitutos, ha experimentado desde la última crisis económica.

4. DEUDAS BANCARIAS Y FINANCIERAS

La Sociedad a lo largo de su existencia contrajo las siguientes deudas bancarias y financieras:

a.-) -El 31 de octubre de 1994 se firmó el contrato de préstamo con el Banco Europeo de Inversiones (BEI) por un importe en dólares estadounidenses equivalente a 46 millones de ECUs, cuyo desembolso operó con fecha valor 9 de diciembre de 1994 por US\$55.986.600. Este préstamo fue cancelado en su totalidad en octubre de 2006.

b.-) El 26 de julio de 1996 se firmó un “Convenio de Préstamo Sindicado” a largo plazo por US\$ 110.000.000 con el Banesto y La Caixa, de carácter mancomunado, destinado a financiar el plan de inversiones 1993-1997 de la Sociedad, el cual fue dispuesto totalmente el 30 de septiembre de 1996.

El 30 de septiembre de 1999, la Sociedad firmó un “Addendum” al “Convenio de Préstamo Sindicado” mediante el cual, se amplió el importe del préstamo en US\$ 10.000.000, y se trasladó el vencimiento original del préstamo a un plazo de 5 años, contados desde la fecha de firma, incluyendo 3 años y medio de carencia.

El 21 de marzo de 2003, la Sociedad firmó el segundo “Addendum” al “Convenio de Préstamo Sindicado” mediante el cual se comprometió a realizar una precancelación igual al 10% del total del mismo. Las únicas modificaciones sobre las condiciones anteriores fueron la eliminación de la comisión de agencia pactada en el primer addendum y el traslado del vencimiento original del mismo a un sólo pago, que tendrá lugar el 31 de marzo de 2009, posicionándolo nuevamente en el largo plazo, más acorde con la naturaleza del negocio. **Este acuerdo fue alcanzado gracias al apoyo prestado por el Grupo Gas Natural, accionista controlante de la Sociedad, quien a través de Gas Natural SDG, S.A., sociedad española, garantizó el cumplimiento de las nuevas condiciones pactadas en forma incondicional e irrevocable.**

El 31 de marzo de 2003, la Sociedad, de conformidad con lo pactado en el segundo “Addendum”, precanceló el 10% referido, por un importe de US\$ 12.000.000, por lo que el capital pendiente de cancelación a la fecha de emisión de los presentes estados contables es de US\$ 108.000.000.

Con el fin de minimizar el impacto de futuras variaciones en el tipo de cambio y la LIBOR de este préstamo, el 20 de julio de 2005, la Sociedad concretó con el Banco Río de la Plata S.A. un contrato financiero de cobertura del tipo “Cross Currency Swap”, mediante el cual permuta un flujo de fondos variable (por tipo de cambio y tasa de interés) por un capital de US\$ 58.000.000, por un flujo fijo de fondos en pesos de capital \$ 166.576.000 a una tasa fija del 14,3% anual. La cancelación del instrumento se realizará el 31 de marzo de 2009 en forma coincidente con el pago del capital del préstamo. El 30 de septiembre de 2005 se cancelaron los intereses que devengó esta operación conjuntamente con el pago de los intereses del préstamo.

Con fecha 14 de junio de 2006, Gas Natural BAN, S.A. suscribió un préstamo por \$ 70 millones de carácter sindicado con el Banco Río de la Plata S.A., BBVA Banco Francés S.A., Banco Hipotecario S.A. y Banco Itaú Buen Ayre S.A. Los fondos recibidos en esa fecha fueron destinados a la precancelación parcial por la

suma de US\$ 16,5 millones del préstamo que la Sociedad mantiene con el Banesto–La Caixa y, el remanente, a capital de trabajo.

De esta forma al 31 de diciembre de 2007, el remanente de capital y los intereses adeudados al Banesto - La Caixa, se encontraban cubiertos en su totalidad con el contrato de “Cross Currency Swap” suscripto con el Banco Santander Río.

c.-) El 3 de diciembre de 1996 se firmó un contrato de préstamo a largo plazo por US\$ 50.000.000 con el Deutsche Bank Argentina, actualmente BankBoston, y el Banco de la Provincia de Buenos Aires, de carácter mancomunado, destinado a la financiación del plan de inversiones de la Sociedad para el período 1993/1997 y la reestructuración de pasivos.

De acuerdo a lo previsto en el contrato, a su vencimiento, el 4 de diciembre de 2001, se canceló totalmente.

d.) El 28 de noviembre de 2001, Gas Natural BAN, S.A. firmó un contrato de préstamo a largo plazo por US\$ 70.000.000 con el Banco Santander Central Hispano destinado, principalmente, a la financiación del plan de inversiones encarado por la Sociedad y a la cancelación del préstamo con el Bank Boston y Banco de la Provincia de Buenos Aires, cuyo objetivo había sido financiar el mencionado plan.

En noviembre de 2006 se canceló en su totalidad el saldo remanente del préstamo otorgado en el año 2001 por el Banco Santander Central Hispano.

e.-) La Asamblea Ordinaria y Extraordinaria de la Sociedad celebrada el 30 de junio de 2005, aprobó la emisión de un Programa Global de Obligaciones Negociables simples, no convertibles en acciones, denominadas en pesos o en cualquier otra moneda, con garantía común, especial, flotante y/u otra garantía, incluyendo garantía de terceros, subordinadas o no, por un monto máximo en circulación, en cualquier momento, que no podrá exceder de los \$500.000.000 o su equivalente en otras monedas, delegando en el Directorio de la Sociedad la determinación de las condiciones de emisión del programa. Los fondos serán

destinados, principalmente, a la cancelación de pasivos en moneda extranjera, solventar futuros planes de inversión, cubrir eventuales necesidades de capital de trabajo y/o para cualquiera de los destinos previstos en el inciso 2° del artículo 36 de la Ley N°23.576.

En este sentido, en la reunión de Directorio celebrada el 30 de junio de 2005 se resolvió, entre otras condiciones, que el plazo del programa sería de 5 años, a contar desde la autorización de la oferta pública por parte de la CNV, la cual fue otorgada con fecha 11 de agosto de 2005. Dada las condiciones actuales de los mercados de capitales, a la fecha de cierre de los presentes estados contables, no se ha emitido ninguna serie.

f.-) El 19 de julio de 2006 se realizó la primera emisión del Programa Global de Obligaciones Negociables por \$ 113 millones con una excelente acogida por parte del mercado, devengando intereses a tasa variable en base a la tasa de referencia CER más un margen diferencial de 3,20%.

Adicionalmente, con el objeto de minimizar las fluctuaciones de la tasa de referencia CER de las Obligaciones Negociables, la Sociedad ha firmado un nuevo contrato financiero de cobertura *Swap*, mediante el cual se permuta un flujo de fondos a tasa de interés variable por uno a tasa de interés fija del 11,40%.

La deuda bancaria y financiera, que a principios del año 2006 ascendía a US\$ 136,9 millones, cerró el año con un saldo en moneda extranjera de US\$ 59,4 millones, lo que implicó una disminución neta en dólares, de US\$ 77,5 millones, debido fundamentalmente a las cancelaciones de los vencimientos que ocurrieron durante el ejercicio y las precancelaciones anteriormente mencionadas. Debe tenerse en cuenta que, como consecuencia del contrato “*Cross Currency Swap*”, celebrado en el año 2005, el 100% de la deuda se encuentra ya “pesificada”, de forma tal que las obligaciones en materia financiera de Gas Natural BAN, S.A. se encuentran nominadas en la misma

moneda de sus ingresos, con la consecuente disminución del riesgo implícito correspondiente.

La pesificación del crédito con el exterior fue gracias al apoyo de los accionistas de Gas Natural Ban SA que a su vez eran financistas de la misma. Es decir que Gas Natural Ban SA gozo de una especie de quita de deuda y pudo enfrentar la misma mejor que Metrogas SA como veremos seguidamente.

5. ESTADO DE RENEGOCIACIÓN DE LOS CONTRATOS

La Ley N° 25.561 previó la renegociación a cargo del PEN de los contratos de obras y/o servicios públicos, lo que incluía la licencia de Gas Natural BAN, S.A.

La Sociedad, en línea con las pautas aprobadas por los accionistas, conformó con la UNIREN el 20 de julio de 2005 los términos del Acta Acuerdo para la Adecuación del Contrato de Licencia de Distribución de Gas Natural (el “Acta Acuerdo”), luego de cuatro años de incertidumbre y arduo trabajo.

La cual en líneas generales dispuso la fijación de un régimen tarifario de transición, con un incremento del 25 % del margen de distribución en promedio a partir del 1° de noviembre de 2005 – no superior al 15% en promedio de la tarifa final -, ello solo aplicable a los clientes de las categorías R1, R2 y R3 recién a partir del 1° de enero de 2006; la fijación de un sistema de revisión tarifaria que contemple la variación de los costos relacionados con la prestación del servicio; un aumento promedio del 2 % sobre la actual tarifa de distribución a partir del 1° de noviembre de 2005, el cual solo resultaría aplicable a los clientes de las categorías R1, R2 y R3 después del 1° de enero de 2006, para ser asignado a la ejecución de obras de ampliación del sistema de distribución en áreas de baja densidad poblacional, preestablecidas en el Acta Acuerdo; la realización de una Revisión Tarifaria Integral (“RTI”) antes del 30 de junio de 2006 para la fijación de un nuevo régimen de tarifas máximas por un plazo de 5 años, las cuales no

podrían ser inferiores a las que resulten de los incrementos otorgados por el Acta Acuerdo y respetando las pautas previstas en el Título I Capítulo IX de la Ley N° 24.076; la fijación de un régimen de tarifa social destinado a hogares indigentes de la zona de distribución de Gas Natural BAN, S.A., cuyo costo deberá ser soportado por aportes del Estado Nacional, por una reducción en la carga fiscal de los consumos de gas natural que realicen los beneficiarios, el aporte de los usuarios no comprendidos en el régimen y el aporte de la Sociedad.

El 29 de mayo de 2003 los accionistas de Gas Natural SDG SA inician una demanda contra el Estado Argentino ante el CIADI, proceso que se suspendió el 20 de febrero de 2008 al arribar las partes al Acta Acuerdo.

La Sociedad registró en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2007 una ganancia neta de \$116,8 millones, en contraposición a la pérdida de \$89,4 millones obtenida en el ejercicio anterior. El aumento alcanzado reviste características de excepción, dado que fue consecuencia, fundamentalmente, de la registración del incremento tarifario aplicable desde noviembre 2005, el cual habiendo sido establecido por el Acta Acuerdo (“A.A.”) celebrada con el Gobierno Nacional el día 20 de julio de 2005, y ratificada por el Decreto del Poder Ejecutivo Nacional (“PEN”) N° 385/06, fue instrumentado por la Resolución ENARGAS N° 3729/2007 de fecha 9 de abril 2007, tal cual ya se mencionara. Cabe aclarar que, si bien la Sociedad hasta el 30 de setiembre de 2006 había registrado el incremento previsto según el A.A. sobre los consumos devengados a dicha fecha, esta situación fue discontinuada sobre el cierre del ejercicio 2006, al solo efecto de evitar una salvedad en el informe de los auditores a los estados contables de dicho ejercicio. Posteriormente, en el mes de abril de 2007, con motivo de la Resolución del ENARGAS precitada, la Sociedad registró la totalidad del ajuste tarifario desde noviembre de 2005 hasta esa fecha.

Habiéndose desarrollado el proceso de negociación del Contrato de Licencia de GAS NATURAL BAN S.A., con fecha 20 de julio de 2005, se alcanzó un ACUERDO sobre la renegociación del contrato.

La Cláusula Décimo Octava de dicho entendimiento relativa a la “SUSPENSIÓN Y DESISTIMIENTO POR PARTE DE LA LICENCIATARIA Y SUS ACCIONISTAS. SUPUESTOS DE INCUMPLIMIENTO CONTRACTUAL”, contiene una serie de obligaciones que se encuentran a cargo de la LICENCIATARIA y de sus accionistas.

De acuerdo a los TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LA ADDENDA CONTRACTUAL de fecha 20 de Enero de 2006. Respecto a la Cláusula Décimo Octava del ACTA ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN INTEGRAL, párrafo 18.1.3., al citar “En la Cláusula Décimo Octava del ACTA ACUERDO, párrafo 18.2.5., se precisa que el compromiso que GAS NATURAL SDG S.A. deberá otorgar al OTORGANTE en el supuesto allí previsto, se extiende sobre las eventuales acciones o reclamos de solamente los siguientes accionistas: INVERGAS S.A.; GAS NATURAL SDG ARGENTINA S.A.; GAS NATURAL INTERNACIONAL SDG, S.A.; LG&E POWER ARGENTINA III L.L.C.; LG&E CENTRO S.A.; LG&E ENERGY L.L.C.; LG&E CAPITAL CORP. y LG&E INTERNATIONAL INC., o de quienes en lo sucesivo resulten adquirentes o cesionarios o sucesores del total o parte de las tenencias accionarias de dichas empresas, por cualquier derecho, título o causa. Es decir, habla de los accionistas mayoritarios.

En relación a la Cláusula Décimo Octava del ACTA ACUERDO, párrafo 18.3.1., en la referencia “Accionistas Minoritarios Institucionales que posean acciones “Clase B” de la empresa”, se alude a las Administradoras de Fondos de Jubilaciones y Pensiones, titulares de capital accionario de la Licenciataria GAS NATURAL BAN S.A.

6. OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS

Bajo el acuerdo de servicios de personal, Gas Natural SDG, S.A. provee asistencia técnica a la Sociedad. Asimismo la Sociedad mantiene relaciones de operaciones con Natural Servicios S.A. por servicios de construcción de acometidas y relevamiento de clientes.

El honorario que percibe por la asistencia técnica Gas Natural SDG, S.A. es igual al mayor entre US\$ 375.000 y el 7% de la ganancia antes del impuesto a las ganancias y resultados financieros, determinado en forma trimestral. Este contrato es por el término de treinta y cinco años a partir de la fecha de Toma de Posesión y prorrogable en caso de renovación de la licencia, salvo que la Sociedad comunique, con una antelación establecida, su voluntad en contrario. Los términos del Contrato de Asistencia Técnica (CAT) fueron establecidos por el Gobierno Argentino como parte de la privatización de GdE, dentro de las exigencias del Pliego de Bases y Condiciones de la licitación pública internacional convocada a dicho efecto. Actualmente, por aplicación de la Ley N°25.561 de Emergencia Económica y el decreto N°214/02, este contrato se encuentra en etapa de renegociación en cuanto al tipo de cambio que le corresponde, habiéndose facturado los cargos correspondientes hasta la fecha de cierre al tipo de cambio de US\$1 = \$1 sin que esto implique conformidad con la modificación y/o novación de las obligaciones contractuales en moneda extranjera oportunamente pactadas.

Con motivo de la Primera Revisión Quinquenal de Tarifas, el ENARGAS dictó las Resoluciones N°466 del 30 de junio de 1997 y N°547 del 10 de diciembre de 1997, por las que aprobó los proyectos de inversión (K) y una variación porcentual del factor de eficiencia (X) del 4,8% a aplicar de una sola vez a partir del 1 de enero de 1998 a los márgenes de distribución contenidos en las tarifas del Servicio Residencial, Servicio General (G), Servicio General (P), GNC y subdistribuidoras.

GAS BAN ha recurrido parcialmente estas decisiones, en todo lo referente al componente del factor de eficiencia (X) denominado “Operador Técnico” ya que el ENARGAS, apartándose del concepto de eficiencia signado por el Marco Regulatorio, propició la eliminación de la parte variable del honorario por asistencia técnica fundado en los ahorros que ello aparejaba, al considerarlo susceptible de ser sustituido por la propia operación de la licenciataria. Dicho contrato fue oportunamente celebrado por la Sociedad con Gas Natural SDG, S.A.

de España por 35 años, con la homologación del Comité de Privatización en nombre del Estado Nacional.

El recurso de alzada interpuesto por parte de GAS BAN aún se encuentra pendiente de resolución.

De acuerdo a los datos que figuran en el balance este ha sido el honorario percibido:

Honorarios Operador Técnico en \$					
Año 2002	2003	2004	2005	2006	2007
4842513	4777044	4989227	4827814	6231752	9368326

CAPITULO III

METROGAS

1. CONSTITUCIÓN Y COMPOSICIÓN ACCIONARIA

MetroGAS S.A., es una sociedad dedicada a la prestación del servicio público de distribución de gas natural, que fue constituida el 24 de noviembre de 1992 y comenzó sus operaciones el 29 de diciembre de 1992, cuando se completó la privatización de Gas del Estado S.E.

El Gobierno Argentino, por el Decreto del Poder Ejecutivo N° 2.459/92 del 21 de diciembre de 1992, otorgó a MetroGAS una licencia exclusiva para brindar el servicio público de distribución de gas natural en el área de Capital Federal, sudeste y este del Gran Buenos Aires, a través de la operación de los activos cedidos a la Sociedad por GdE, por un período de treinta y cinco años desde la fecha de Toma de Posesión (28 de diciembre de 1992), renovable por diez años bajo ciertas condiciones.

El precio que se pagó por la privatización asciende a \$ 60.000.000 conforme <http://mepriv.mecon.gov.ar/1993/ingresos-93.htm>.

MetroGAS S.A. es la empresa de distribución de gas natural más grande de la Argentina, en términos de cantidad de clientes y volumen de gas entregado. MetroGAS distribuye aproximadamente el 23% del total del gas natural abastecido por las nueve compañías distribuidoras a las que se les adjudicó tal tarea con posterioridad a la privatización de Gas del Estado a fines de 1992, y cuenta hoy con más de 2 millones de clientes en su área de servicio (Capital Federal y once municipalidades del sur del Gran Buenos Aires), un área densamente poblada que incluye importantes centrales térmicas, clientes industriales y comerciales.

El Capital Social al 31 de diciembre de 2007 está compuesto por 569.171.208 acciones ordinarias de tres clases “A”, “B” y “C”, de valor nominal un peso y de un voto por acción.

La totalidad de las acciones Clase “A”, que representan el 51% del Capital Social de la Sociedad, están en poder de Gas Argentino, y su transferibilidad está sujeta a aprobación de la autoridad regulatoria.

Las acciones Clase “B” representan el 39% del Capital Social. De este porcentaje el 19% pertenece a Gas Argentino desde el momento de la privatización. El 20% restante fue objeto de oferta pública y se halla en poder de aproximadamente 1.150 inversores.

Las acciones Clase “C” que representan el 10% del Capital Social, fueron destinadas al momento de la privatización al Programa de Propiedad Participada (PPP), en beneficio de los empleados de Gas del Estado transferidos a MetroGAS que continuaron siendo empleados de la Sociedad al 31 de julio de 1993, y que eligieron participar en dicho programa.

En cuanto a la evolución del Capital Social, el mismo comenzó en noviembre del año 1992 con \$12, experimentó un primer aumento en diciembre del año 1992

alcanzando la suma de \$ 388.212, tuvo un segundo aumento en junio de 1994 por la suma de \$ 124.306, se realizó una capitalización de ajuste del capital por \$ 569.171 en marzo de 1997, alcanzando la suma final al 31 de diciembre de 2007 de \$ 569.171.

El 2 de noviembre de 1994, mediante Resolución N° 10.706 la CNV autorizó a la Sociedad el ingreso a la oferta pública de la totalidad de las acciones que a esa fecha componían el capital social; asimismo, se emitieron ADSs en Estados Unidos de Norteamérica, los cuales fueron registrados en la Securities & Exchange Commission ("SEC"). La Sociedad cotiza sus acciones en la BCBA y sus ADSs en el New York Stock Exchange ("NYSE").

La Sociedad está obligada a mantener en vigencia la autorización de oferta pública de su capital social y la correspondiente autorización para cotizar en mercados de valores autorizados en la República Argentina, como mínimo durante el término de quince años contados a partir de los respectivos otorgamientos.

Transcurridos los primeros cinco años posteriores a la fecha de transferencia, cualquier reducción, rescate o distribución del patrimonio de la Sociedad requerirá la autorización previa del ENARGAS.

2. RESTRICCIONES RELATIVAS A LA TRANSFERENCIA DE ACCIONES DE GAS ARGENTINO

De acuerdo con las disposiciones del Pliego, Gas Argentino en carácter de accionista controlante de MetroGAS puede vender una parte de su participación en la Sociedad siempre que conserve el 51% del capital accionario de MetroGAS.

3. PROGRAMA DE PROPIEDAD PARTICIPADA

El Decreto del Poder Ejecutivo N° 1.189/92 del Gobierno Argentino, el cual establece la creación de la Sociedad, determina que el 10% del capital accionario

representado por acciones Clase "C" debe ser incluido en el PPP, de acuerdo con lo requerido por el Capítulo III de la Ley N° 23.696, cuya instrumentación fue aprobada el 16 de febrero de 1994 por Decreto N° 265/94 del PEN. Las acciones Clase "C" serán mantenidas por un fiduciario en beneficio de los empleados de GdE transferidos a MetroGAS, que continuaran siendo empleados de la Sociedad al 31 de julio de 1993 y que eligieran participar en el PPP.

Los participantes en el PPP adquirieron sus acciones al Gobierno Argentino a \$ 1,10 por acción, pagando por ellas en efectivo o aplicando los dividendos de esas acciones y un 50% del Bono de participación en las ganancias al precio de compra. El fiduciario mantendrá la custodia de las acciones Clase "C" hasta que ellas estén totalmente pagas.

Una vez que las acciones Clase "C" estén totalmente pagas podrán ser convertidas en acciones Clase "B", ante el requerimiento de los tenedores. Esta decisión debe ser tomada por los poseedores de las acciones Clase "C", actuando como una sola clase. Mientras los requerimientos establecidos en este programa no hayan sido totalmente cumplidos, ni los Estatutos de la Sociedad en lo pertinente, ni las proporciones de las varias tenencias accionarias, pueden ser modificadas.

4. CONSTITUCIÓN DE MetroENERGÍA

Con motivo de las nuevas reglamentaciones a partir de los decretos 180 y 181 del 2004 el Directorio de MetroGAS decidió la constitución de la sociedad MetroENERGÍA S.A. ("MetroENERGÍA"), que fue inscripta en la Inspección General de Justicia ("IGJ") el 16 de mayo de 2005.

MetroGAS es titular del 95 % del capital accionario de MetroENERGÍA y los restantes accionistas son BG Argentina S.A. e YPF Inversora Energética S.A., quienes poseen el 2,73% y 2,27% del capital accionario, respectivamente.

Con fecha 28 de julio de 2005, mediante una nota recibida del ENARGAS, MetroENERGÍA obtuvo la inscripción en el Registro de Comercializadores para actuar como empresa comercializadora de gas natural y/o su transporte. Por otra parte, se inscribió como agente del Mercado Electrónico del Gas, obteniendo la correspondiente licencia para operar en el mismo.

A partir de la mencionada registración, MetroENERGÍA celebró acuerdos de suministro de gas natural con distintos productores a fin de abastecer a los usuarios que debían adquirir el gas de terceros proveedores. Asimismo, celebró contratos de abastecimiento de gas natural con grandes clientes, centrales eléctricas y usuarios del Servicio General “G” y del Servicio General “P” con consumos en el área de distribución de MetroGAS hasta el 31 de diciembre de 2006 de acuerdo a las distintas fechas en las que tales clientes deberían adquirir el gas natural de proveedores distintos de las licenciatarias del servicio de distribución.

MetroENERGÍA, con fecha 2 de enero de 2006, presentó un reclamo administrativo ante el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (“MPFIPyS”) contra la mencionada Resolución N° 2.020/05 en lo que respecta a las restricciones para representar a las estaciones de GNC para la compra de gas natural en el ámbito del MEG.

Las acciones llevadas adelante permitieron retener a través de MetroENERGÍA la mayor parte de los clientes industriales y comerciales oportunamente contemplados dentro del proceso de “unbundling” del área de la Sociedad, con lo cual se logró mantener la participación de estas categorías de clientes en la matriz de ventas de MetroGAS.

Las operaciones de MetroENERGÍA le redituaron a MetroGAS un resultado positivo de 15.763 miles de pesos en el ejercicio 2007 que representa un 16% del resultado operativo de las demás operaciones de la empresa.

En el año 2006 el resultado de la participación en MetroENERGÍA fue de 6.952 miles de pesos.

Metrogas SA se vio más afectada cayendo sus ventas estrepitosamente frente al dictado de los decretos 180 y 181 del 2004 y el resto de las normas que se emitieron en su consecuencia frente a Gas Natural Ban S.A. debido a que las ventas de Metrogas SA se concentraban en grandes usuarios y los mismos a partir de las normas citadas deben contratar directamente con una comercializadora de gas o una productora es por ello que Metrogas S.A. creó la comercializadora MetroENERGÍA. Por su parte Gas Natural Ban S.A. no se encontró tan afectada con las normas ya que sus ventas se distribuyen en pequeños consumos que deben seguir contratando con la distribuidora de gas.

5. INVERSIONES

El monto total acumulado de inversiones efectuadas durante los dieciséis años de actividad de MetroGAS asciende a U\$S 598 millones aproximadamente.

6. DEUDAS BANCARIAS Y FINANCIERAS

La Sociedad contrajo las siguientes deudas bancarias y financieras:

a.-) Programa Global de 1994:

La Asamblea Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas celebrada en abril de 1994 aprobó la creación de un Programa Global de emisión de Obligaciones Negociables de Corto y Mediano Plazo (no convertibles en acciones) con garantía común sobre el patrimonio de la Sociedad, por un monto total de US\$ 350 millones (o su equivalente en otras monedas o combinación de monedas), con un plazo de vigencia de cinco años contados a partir de la fecha de autorización del programa por la CNV.

Con fecha 23 de marzo de 1995, la CNV, por medio de la Resolución N° 10.877, autorizó la oferta pública del mencionado Programa Global de emisión en Series de Obligaciones Negociables presentado por MetroGas.

Se ha dado total cumplimiento al Plan de Afectación de Fondos de la emisión de las Series A, B, C, D, E y F de Obligaciones Negociables, destinándose los fondos obtenidos a la refinanciación de pasivos de corto plazo.

b.-) Programa Global de 1998:

La Asamblea Extraordinaria de Accionistas celebrada el 22 de diciembre de 1998 aprobó la creación de un Programa Global de emisión de Obligaciones Negociables simples, no convertibles en acciones, por un monto nominal máximo en circulación de US\$ 600 millones (o su equivalente en otras monedas o combinación de monedas), con un plazo de vigencia de cinco años contados a partir del 19 de agosto de 1999, fecha en la cual se obtuvo la autorización de la oferta pública del mencionado Programa Global por la CNV. El 15 de octubre de 2004, la Asamblea Extraordinaria de Accionistas aprobó la prórroga del Programa Global por un plazo de 5 años adicionales desde el 19 de agosto de 2004, la que fue autorizada por la CNV el 31 de marzo de 2005.

Bajo dicho Programa Global fueron colocadas y emitidas las Obligaciones Negociables: (i) Serie A, el 27 de marzo de 2000, por un valor de US\$ 100 millones, con vencimiento en el año 2003, y tasa de interés del 9,875% anual; (ii) Serie B, el 27 de septiembre de 2000, por un valor de Euros 110 millones, con vencimiento en el año 2002 y tasa de interés del 7,375% anual y (iii) Serie C, el 7 de mayo de 2001, por un valor de US\$ 130 millones, con vencimiento en mayo

de 2004 y tasa de interés variable, la cual se calcula aplicando un margen que se incrementa del 2,625% al 3,25% sobre la tasa Libor.

c.-) Acuerdo Preventivo Extrajudicial

Con fecha 25 de marzo de 2002, MetroGAS anunció la suspensión de los pagos de capital e intereses sobre la deuda financiera dado que la Ley de Emergencia, conjuntamente con las reglamentaciones correspondientes, alteró los parámetros fundamentales de la licencia de la Sociedad, incluyendo la suspensión de la aplicación de la fórmula de ajuste de las tarifas y la conversión de las tarifas a pesos, así como también la devaluación del peso.

El 9 de noviembre de 2005, la Sociedad efectuó el lanzamiento de una solicitud de consentimiento para reestructurar su deuda financiera quirografaria en los términos de un acuerdo preventivo extrajudicial (“APE”) de acuerdo con la Ley Argentina.

Con fecha 12 de abril de 2006 MetroGAS anunció que acreedores tenedores de aproximadamente el 95% del total de la deuda financiera pendiente de pago de la Sociedad se habían pronunciado en forma favorable respecto del proceso de reestructuración de su deuda financiera. La Sociedad también anunció que la reestructuración se haría extrajudicialmente a efectos de finalizar de forma efectiva y más rápida dicho proceso.

La reestructuración de la deuda financiera efectuada en el año 2006 generó una ganancia de miles de \$ 388.748, la que neta del efecto del impuesto a las ganancias, ascendió a miles de \$ 252.686, principalmente generada por una reducción de capital de la deuda cuyos acreedores adhirieron a la opción de compra en efectivo y por la reducción de los intereses devengados, neta de los gastos relacionados con la operación.

MetroGAS, y sus subsidiarias, deberán cumplir con una serie de restricciones debido a obligaciones relacionadas con la nueva deuda.

7. ESTADO DE RENEGOCIACIÓN DE LOS CONTRATOS

El principal accionista de METROGAS, la empresa BRITISH GAS ha presentado ante el CIADI una demanda contra la República Argentina por un monto de 200 millones de dólares basada en una supuesta expropiación de la Argentina a partir de la declaración de la emergencia económica y cambiaria. British Gas Group PLC (BG) inició un arbitraje contra la República Argentina bajo las Reglas UNCITRAL por supuestas violaciones al Convenio entre el Gobierno de la República Argentina y el Gobierno del Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte para la Promoción y Protección de Inversiones (TBI). Las violaciones al TBI imputadas por BG a la República Argentina consistirían en: (a) expropiar la inversión de BG sin compensación (art. 5(1) del TBI) y (b) otorgar un trato injusto e inequitativo a la inversión de BG (art. 2(2) del TBI).

Durante los años 2002 y 2003, pese a que MetroGAS cumplió con la entrega de toda la información que se le solicitara, que los propios informes emanados desde la CRC y la UNIREN destacaban que el sector gas no presentaba dificultades en cuanto a la ejecución de los contratos de licencia y al cumplimiento de las condiciones y obligaciones comprometidas, y que la gestión de las Licenciatarias, entre ellas MetroGAS, reunía las condiciones suficientes para avanzar en el proceso de renegociación, no logró avanzarse más allá de la Fase II (presentación de información) de dicho proceso.

Asimismo, tampoco llegaron a plasmarse los incrementos tarifarios transitorios que dispuso el Poder Ejecutivo Nacional mediante los Decretos N° 2.437/02 y N° 146/03, cuya aplicación fue suspendida por distintas medidas judiciales.

Durante el año 2007, se intercambiaron con la UNIREN diversos borradores de propuestas para arribar a un acuerdo, pero lamentablemente hasta la fecha no se han podido alcanzar los consensos necesarios que satisfagan tanto los intereses del Gobierno Nacional, como los de la Sociedad y sus accionistas.

8. OPERACIONES PARTES RELACIONADAS

Gas Argentino S.A. (“Gas Argentino”), como propietario del 70% del capital accionario de la Sociedad, es el accionista controlante de MetroGas. MetroGas realiza ciertas transacciones con los accionistas de Gas Argentino: British Gas International B.V. (subsidiaria de British Gas) (“British Gas”) (54,67%), Astra Compañía Argentina de Petróleo S.A. (“Astra”) (26,67%) y Argentina Private Development Company Ltd (“A.P.D.C.”) (subsidiaria de Astra) (18,66%), o con sus afiliadas.

A su vez, existe un acuerdo de Prestación de Servicios Profesionales por parte de MetroGAS a MetroENERGIA vinculado a los aspectos administrativos, contables, impositivos, financieros, legales y todos aquellos que hacen al giro y operatoria ordinaria de MetroENERGIA, cuyo valor ha sido fijado de acuerdo a pautas razonables de mercado para este tipo de servicios.

Mediante el Contrato de Asistencia Técnica con BG International Limited (sociedad del grupo British Gas), BG International Limited (sociedad del grupo BG) provee asistencia técnica a METROGAS recibiendo en pago un honorario por asistencia técnica anual Igual al mayor entre miles de U\$S 3.000 o el 7% de la suma obtenida después de deducir miles de U\$S 3.000 de la ganancia antes del impuesto a las ganancias y antes de resultados financieros. El contrato original tuvo vigencia por el término de ocho años a partir de la fecha de toma de posesión. Dado que el mismo es renovable con el consentimiento de ambas partes, las mismas acordaron su renovación por un período adicional de ocho años, con efectos a partir del 28 de diciembre de 2000. En el mismo se respetaron los términos y condiciones del contrato original. La Ley de Emergencia establece la conversión a pesos de todas las obligaciones que surjan de los contratos privados pactados en moneda extranjera o con cláusula de ajuste en tales monedas, existentes al momento de la entrada en vigencia de esta ley, a la paridad de \$ 1 = U\$S 1, aplicándose a las mismas el CER. Consecuentemente, se han introducido modificaciones al contrato original con

vigencia a partir del 1° de marzo de 2002. Dichas modificaciones, prevén una cláusula transitoria durante cuya vigencia METROGAS debe abonar en forma anual un monto igual al mayor entre miles de \$ 360, actualizados por el CER o, en la medida en que se haya logrado la reestructuración financiera, el 7% de las Utilidades Netas de la Sociedad (honorario sobre utilidades). Se establece que a partir del ejercicio en el cual el honorario sobre utilidades sea mayor a miles de \$ 3.000 actualizados por el CER, y siempre que la reestructuración financiera haya sido alcanzada, la mencionada cláusula transitoria quedará sin efecto y la equivalente al monto de miles de \$ 3.000 por año menos los pagos efectuados de conformidad con la cláusula transitoria, actualizados por el CER desde el 1° de marzo de 2002. En caso de ser aplicable, esta suma adicional sería pagadera en 36 cuotas mensuales iguales consecutivas. Estas cuotas se han comenzado a abonar en el 2007. Los gastos devengados resultantes de este contrato se exponen en la línea Honorarios por Asesoramiento Operador Técnico en el Anexo H de los balances.

De acuerdo a la UNREN, en ocasión de la revisión tarifaria en los años 1996/97, el ENARGAS reconoció como pago del Operador Técnico el mínimo previsto en cada contrato. A partir de la emergencia, no se ha considerado -dentro de los gastos futuros- una partida especial para el pago por dicho concepto.

La UNIREN opina que hay rubros en el contrato, como el de Operador Técnico, que se parece mucho a un pago de dividendos, sobre todo después de los primeros ocho años y cuando es conocido que en algunos casos esos pagos se reparten entre todos los accionistas proporcionalmente y no sólo al accionista operador. Asimismo, hay contratos de servicios de terceros que alcanzan cifras muy importantes y cabría preguntarse si no serán excesivas respecto de los servicios que prestan. Como estos hay otros interrogantes que podrían ser contestados con un adecuado sistema de monitoreo y control de las licenciatarias.

De acuerdo a los datos que figuran en los balances estos han sido los honorarios del operador técnico:

METROGAS

Honorarios Operador Técnico en \$

Año 2002	2003	2004	2005	2006	2007
5314000	4247000	4395000	5056000	7737000	10201000

9. ACTIVOS DE DISPONIBILIDAD RESTRINGIDA PARA AMBAS SOCIEDADES

Las Sociedades están obligadas a identificar y conservar los Activos Esenciales, junto con cualquier mejora futura, de acuerdo con ciertas normas definidas en la Licencia.

10. ACTIVIDADES REGULADAS Y NO REGULADAS PARA AMBAS SOCIEDADES

Dada la escasa significatividad de los ingresos generados por el segmento no regulado, así como de los activos utilizados, que en ningún caso superan el 10% del total general, no se presentan en los estados contables del 31 diciembre de 1999 al 31 diciembre de 2007 la información por segmentos exponiéndose la misma como una sola unidad de negocio.

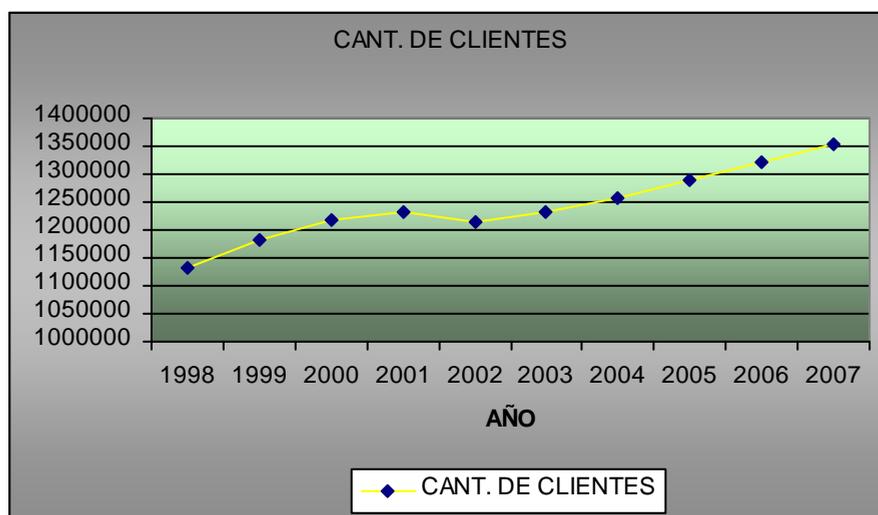
CAPITULO IV

1. INDICADORES FISICOS DE LA ACTIVIDAD

1.1 GAS BAN

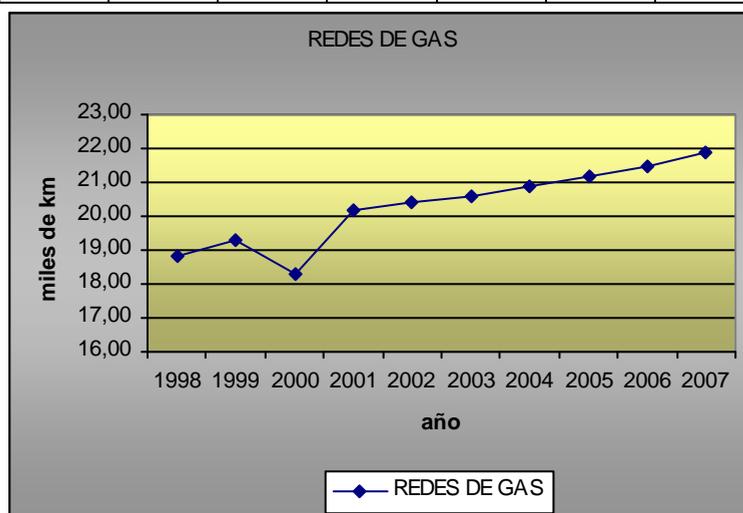
A-)CANTIDAD DE CLIENTES

1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
1133650	1181986	1217520	1231426	1214076	1230408	1257459	1289033	1320988	1355034



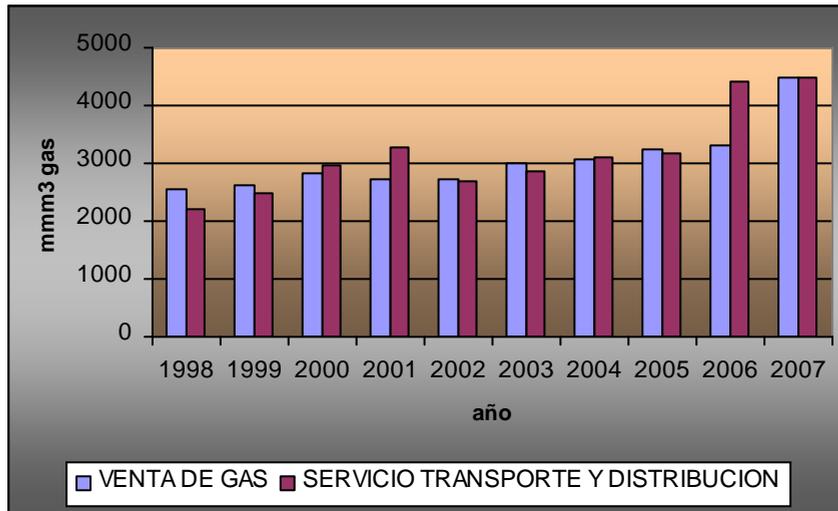
B-)REDES DE GAS

1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
8,80	19,30	18,30	20,20	20,40	20,60	20,90	21,20	21,50	21,90



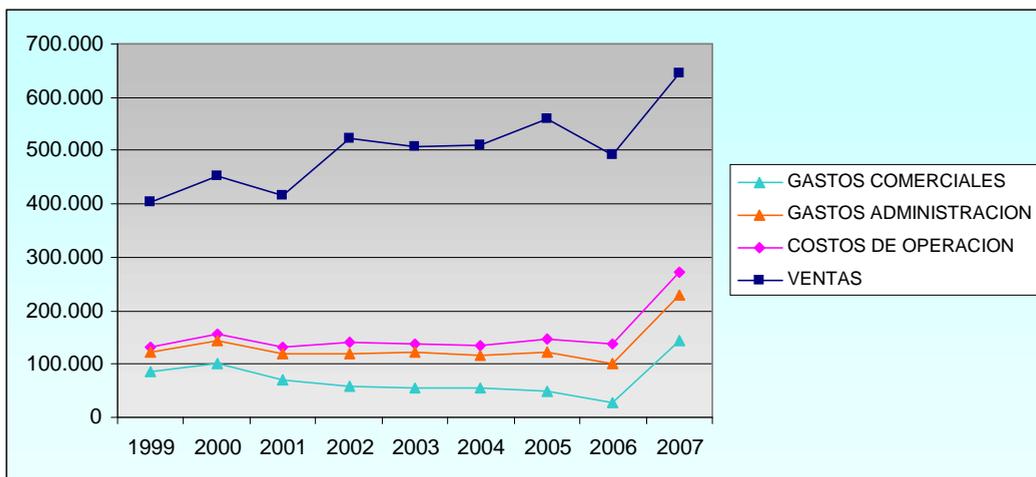
C-)UNIDADES VENDIDAS EN MILLONES DE METROS CUBICOS

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Volumen vendido	2561	2627	2813	2711	2708	3000	3063	3231	3303	4491
Servicio transporte y distribución	2215	2468	2961	3260	2696	2870	3116	3178	4414	4491



D-)ESTADISTICA DE INGRESOS Y COSTOS

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Ventas	403.187	452.915	415.935	522.250	506.790	511.887	559.726	492.671	646.081
Costos de operación	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de operación	272.640	298.435	285.360	383.014	368.122	376.793	411.800	355.390	373.597
Gastos de administración	-8.976	-9.893	-12.365	-19.597	-16.565	-18.252	-26.984	-35.290	-42.689
Gastos de comercialización	-36.542	-43.260	-47.014	-61.528	-66.886	-60.801	-72.867	-74.058	-87.548

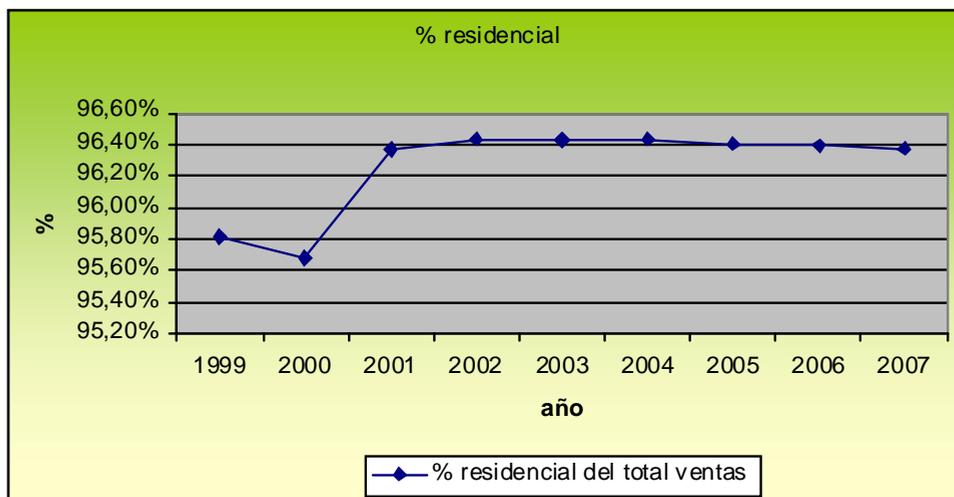


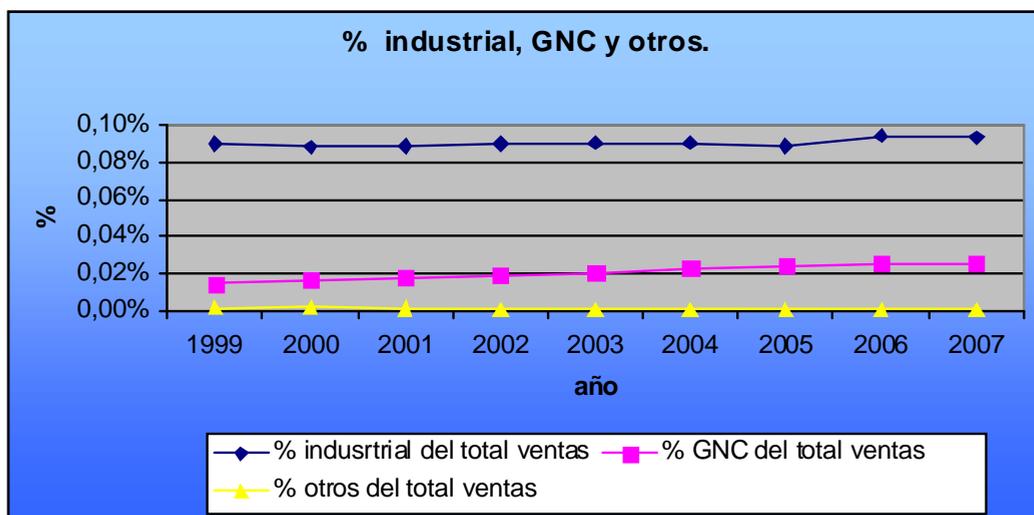
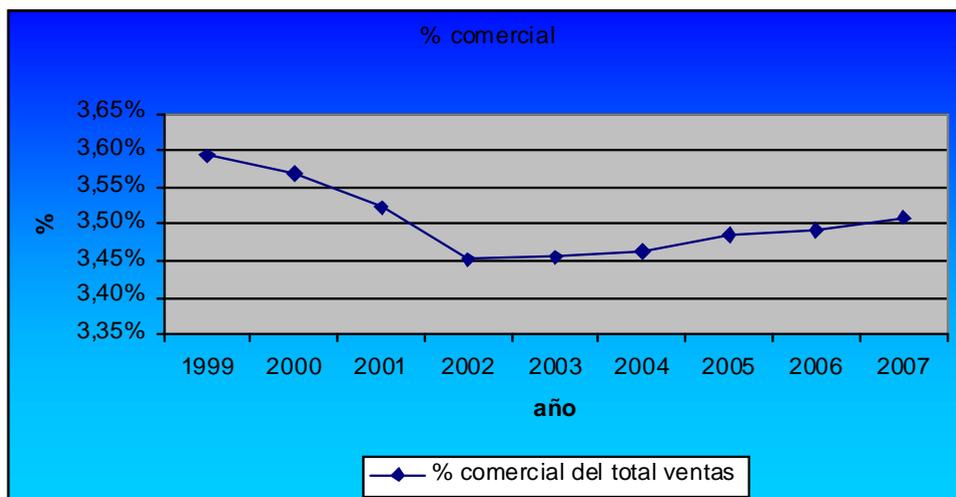
E-) PARTICIPACIÓN DE CADA TIPO DE USUARIO EN EL TOTAL DE CLIENTES

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Usuarios	1.187.735	1.225.403	1.231.423	1.214.073	1.230.404	1.257.291	1.289.011	1.320.924	1.354.962

Sector	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Residencial	1.138.042	1.172.475	1.186.726	1.170.833	1.186.461	1.212.487	1.242.652	1.273.281	1.305.868
comercial	42.680	43.738	43.370	41.908	42.515	43.539	44.915	46.116	47.543
Industrial	1.074	1.085	1.094	1.093	1.117	1.140	1.148	1.250	1.268
GNC	174	199	222	233	246	284	309	332	346
Otros	16	23	14	9	9	9	9	9	9

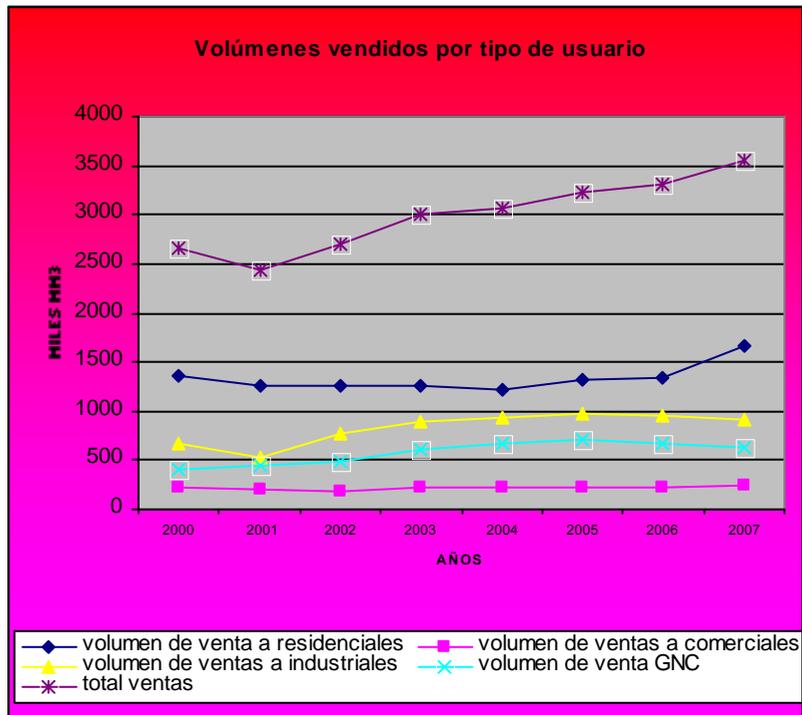
	1.187.735	1.225.403	1.231.423	1.214.073	1.230.404	1.257.291	1.289.011	1.320.924	1.354.962
%residencial	1.138.042	1.172.475	1.186.726	1.170.833	1.186.461	1.212.487	1.242.652	1.273.281	1.305.868
	95,82%	95,68%	96,37%	96,44%	96,43%	96,44%	96,40%	96,39%	96,38%
	42.680	43.738	43.370	41.908	42.515	43.539	44.915	46.116	47.543
%comercial	3,59%	3,57%	3,52%	3,45%	3,46%	3,46%	3,48%	3,49%	3,51%
	1.074	1.085	1.094	1.093	1.117	1.140	1.148	1.250	1.268
%industrial	0,09%	0,09%	0,09%	0,09%	0,09%	0,09%	0,09%	0,09%	0,09%
	174	199	222	233	246	284	309	332	346
%gnc	0,01%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%	0,03%	0,03%
	16	23	14	9	9	9	9	9	9
%otros	0,0013%	0,0019%	0,0011%	0,0007%	0,0007%	0,0007%	0,0007%	0,0007%	0,0007%





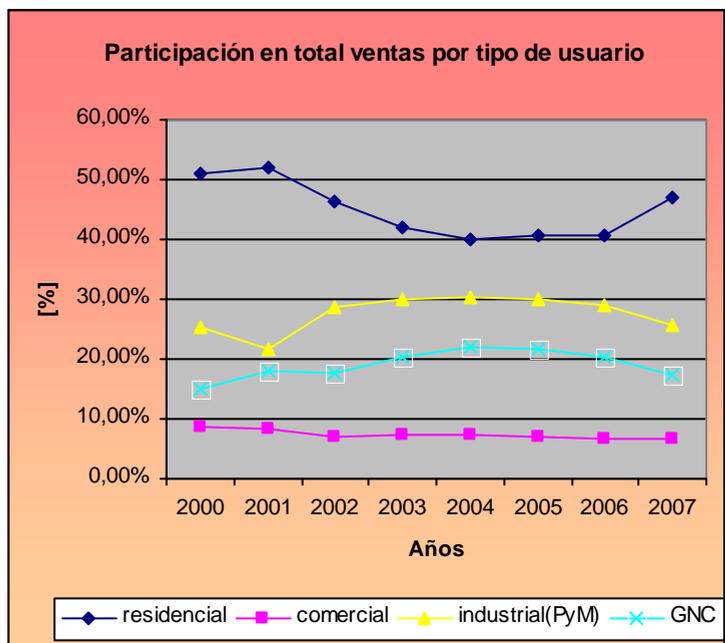
F) PARTICIPACIÓN DE CADA TIPO DE USUARIO EN LAS VENTAS (EN VOLUMEN)

VOLUMENES VENDIDOS POR MERCADO								
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
residencial	1361,1	1264,8	1258,2	1263,3	1227,6	1315,3	1343,7	1672,4
comercial	229,8	200,2	186,9	218,9	225	227,1	220,5	241,1
industrial(PyM)	672,8	522,5	772,9	899,7	925,7	972,5	959,8	910,1
GNC	404	440,9	481,2	607,6	674,5	704,8	676,3	620
subdistribuidoras			9,1	10,7	10,9	11,6	11	11,5
total ventas	2667	2428	2708	3000	3063	3231	3303	3558



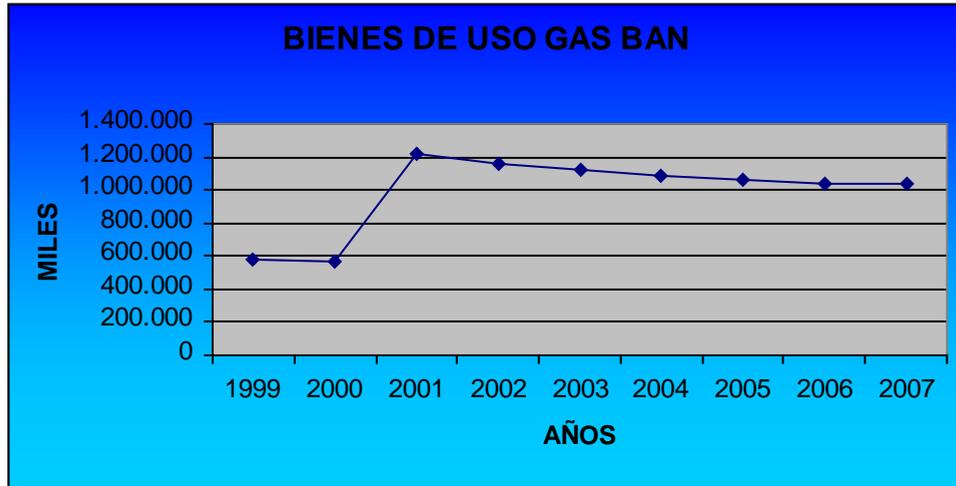
% cada usuario sobre total ventas

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
residencial	51,03%	52,09%	46,46%	42,11%	40,08%	40,71%	40,68%	47,00%
comercial	8,62%	8,25%	6,90%	7,30%	7,35%	7,03%	6,68%	6,78%
industrial(PyM)	25,23%	21,52%	28,54%	29,99%	30,22%	30,10%	29,06%	25,58%
GNC	15,15%	18,16%	17,77%	20,25%	22,02%	21,81%	20,48%	17,43%



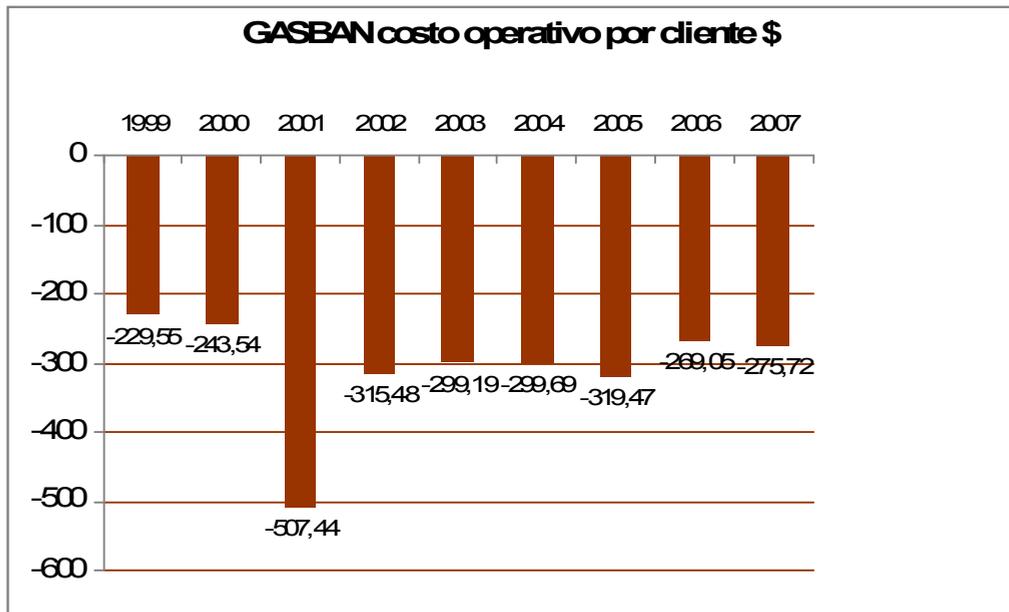
G-)INVERSIONES DE CAPITAL FIJO. BIENES DE USO

2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000	1999
1.038.225	1.038.485	1.064.271	1.090.427	1.124.116	1.162.825	1.224.648	573.043	577.812



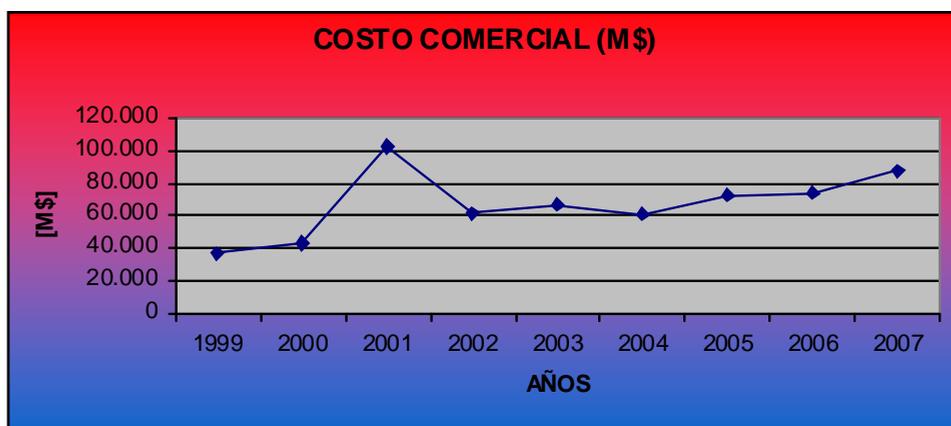
H-)ÍNDICE DE COSTO OPERATIVO POR USUARIO

Año	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000	1999
Total Clientes	1.354.962	1.320.924	1.289.011	1.257.291	1.230.404	1.214.073	1.231.423	1.225.403	1.187.735
Costos de operación	-373.597	-355.390	-411.800	-376.793	-368.122	-383.014	-624.876	-298.435	-272.640
Costos de operación por cliente	-275,72	-269,05	-319,47	-299,69	-299,19	-315,48	-507,44	-243,54	-229,55



I-ÍNDICE DE COSTO COMERCIAL POR CLIENTE

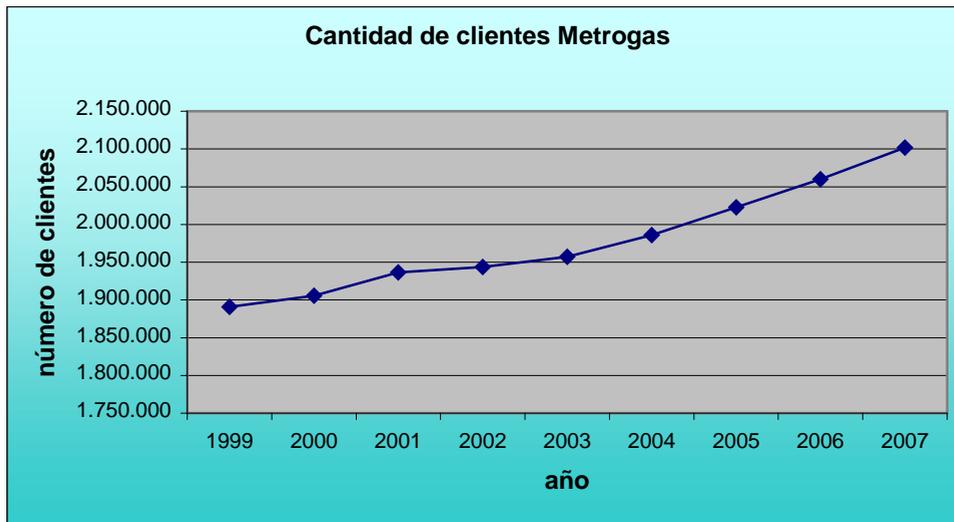
Año	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Gastos Comerc [M\$]	36.542	43.260	102.833	61.528	66.886	60.801	72.867	74.058	87.548
Total Clientes	1.187.735	1.225.403	1.231.423	1.214.073	1.230.404	1.257.291	1.289.011	1.320.924	1.354.962
Gastos Comerc. per Cápita[\$/cliente]	30,77	35,30	83,51	50,68	54,36	48,36	56,53	56,07	64,61



1.2. METROGAS

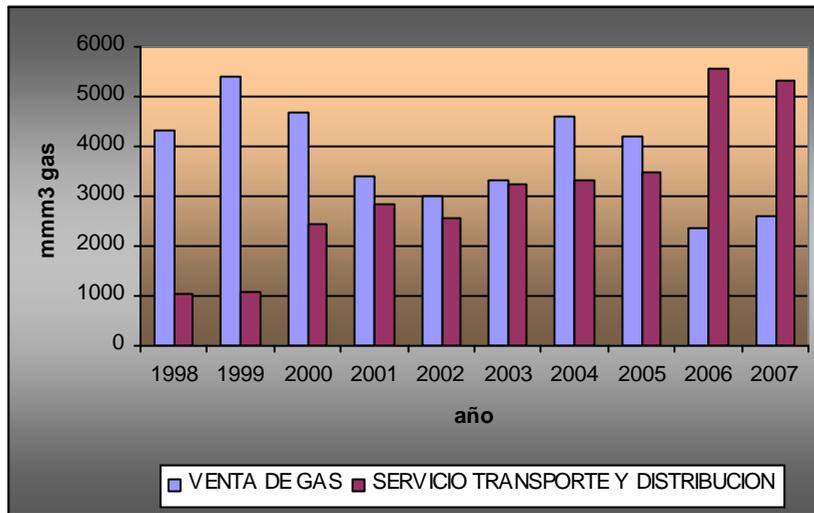
A-)CANTIDAD DE CLIENTES

Año	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Total Clientes	1.890.748	1.905.627	1.936.535	1.943.631	1.957.236	1.986.143	2.022.931	2.060.125	2.101.727



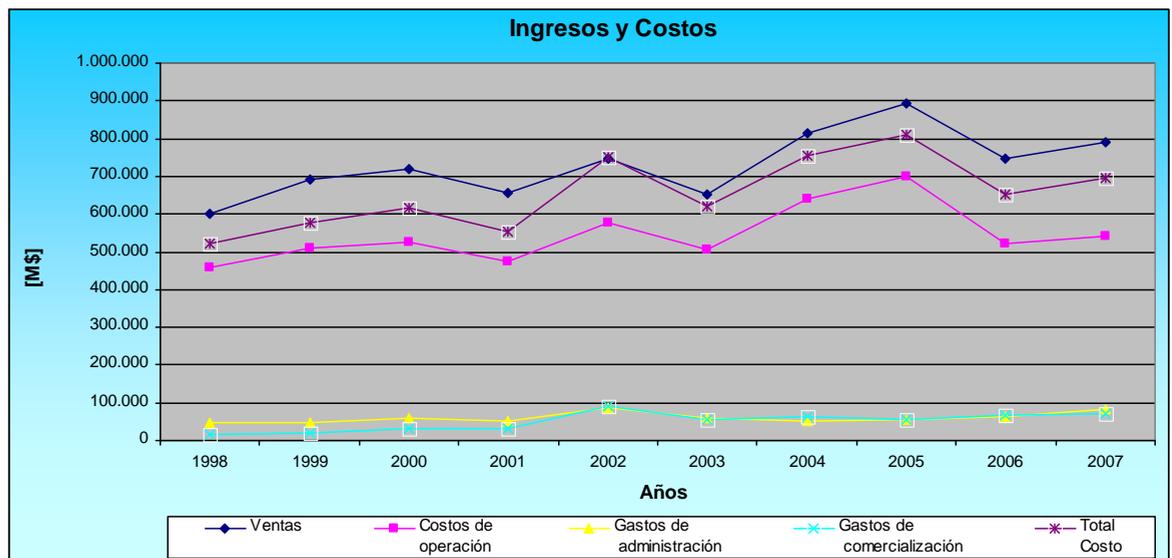
B-)UNIDADES VENDIDAS EN MILLONES DE METROS CUBICOS

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Volumen vendido	4309	5415	4700	3384	3007	3302	4598	4184	2362	2605
Servicio transporte y distribución	1024	1096	2448	2823	2559	3231	3306	3486	5542	5336



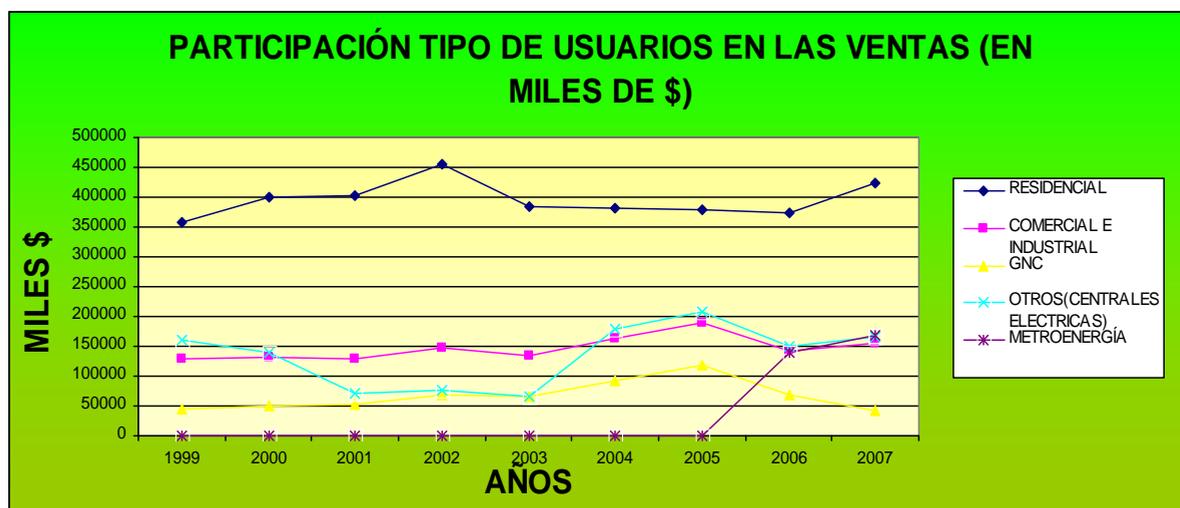
C-) ESTADÍSTICAS DE INGRESOS Y COSTOS

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Ventas	602.306	692.647	718.450	657.681	748.012	651.485	814.072	891.992	747.050	788.559
Costos de operación	-458.173	-508.397	-524.246	-473.158	-575.137	-506.732	-639.143	-699.670	-523.061	-541.295
Gastos de administración	-48.572	-48.935	-59.384	-49.471	-86.304	-59.481	-51.989	-56.043	-62.232	-81.699
Gastos de comercialización	-16.940	-18.833	-31.271	-31.304	-89.717	-55.300	-64.361	-53.624	-67.046	-71.890

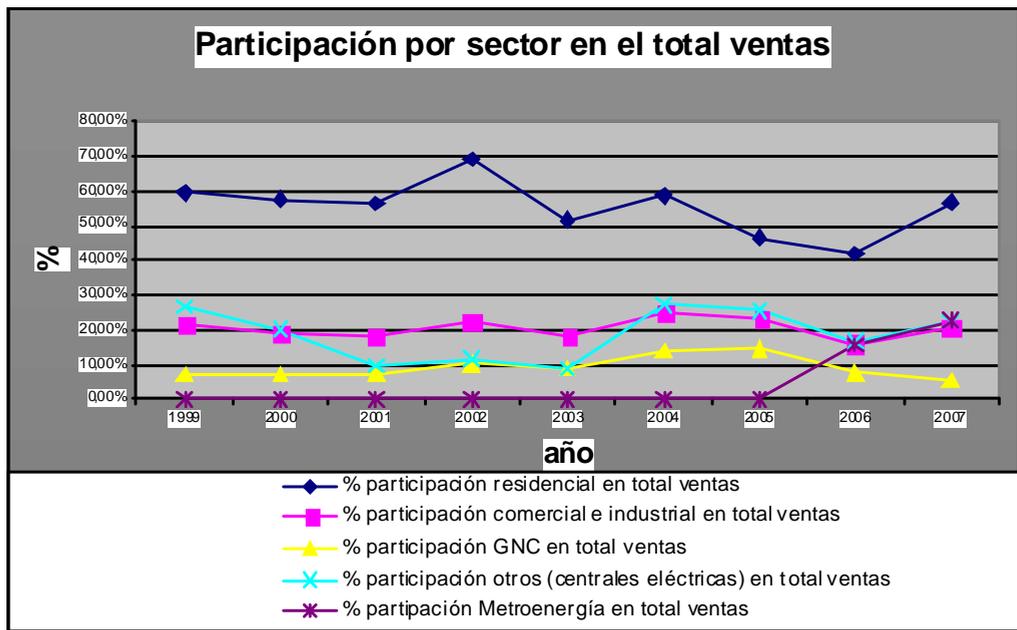


D-) PARTICIPACIÓN DE CADA TIPO DE USUARIO EN LAS VENTAS (EN MILES)

Sector	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Residencial	358286	398834	403862	454281	384463	380962	378293	373161	422632
comercial e industrial	128805	130940	129214	148392	134316	163244	189102	141559	155650
GNC	44067	49494	53938	67896	66282	92020	117277	68924	41200
Otros (centrales eléctricas)	161489	139182	70667	77443	66924	177846	207320	151060	167057
Metro energía	0	0	0	0	0	0	0	139183	169314
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Ventas	692.647	718.450	657.681	748.012	651.485	814.072	891.992	747.050	788.559

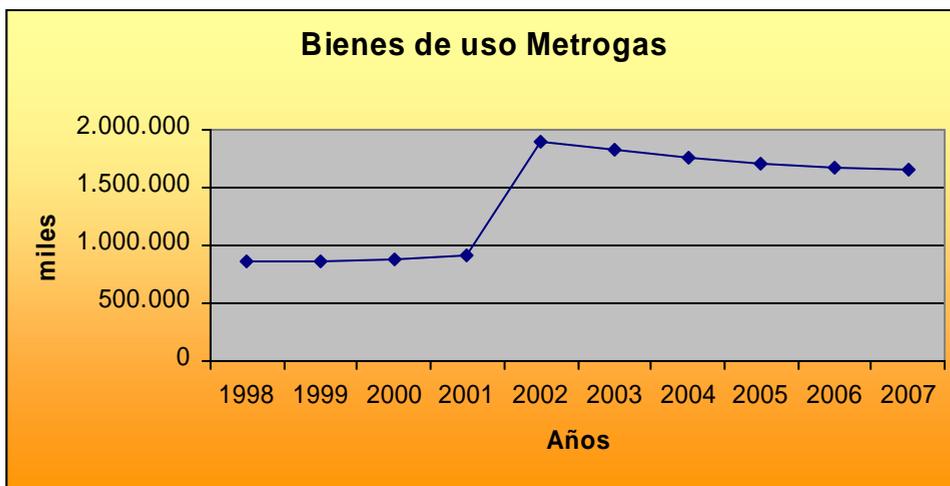


% particip. Residencial	59,49%	57,58%	56,21%	69,07%	51,40%	58,48%	46,47%	41,83%	56,57%
% particip comercial e industrial	21,39%	18,90%	17,99%	22,56%	17,96%	25,06%	23,23%	15,87%	20,84%
% particip. GNC	7,32%	7,15%	7,51%	10,32%	8,86%	14,12%	14,41%	7,73%	5,52%
% particip. Otras (centrales eléctricas)	26,81%	20,09%	9,84%	11,78%	8,95%	27,30%	25,47%	16,94%	22,36%
% particip. Metro energía	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	15,60%	22,66%



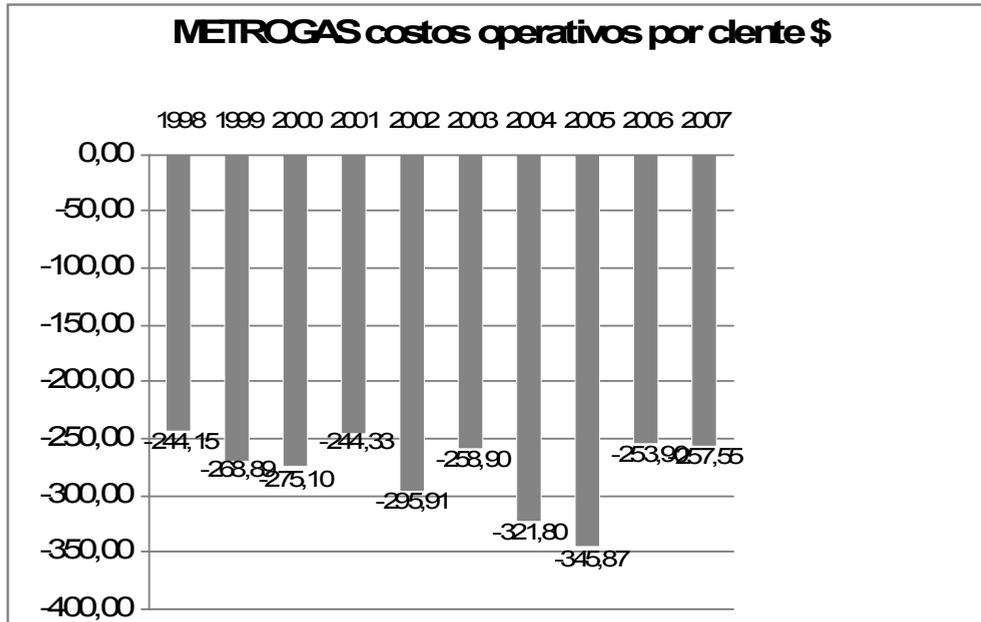
E-)INVERSIONES DE CAPITAL FIJO. BIENES DE USO

1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
861.093	870.127	881.885	907.707	1.897.433	1.827.341	1.760.039	1.704.104	1.674.400	1.653.273



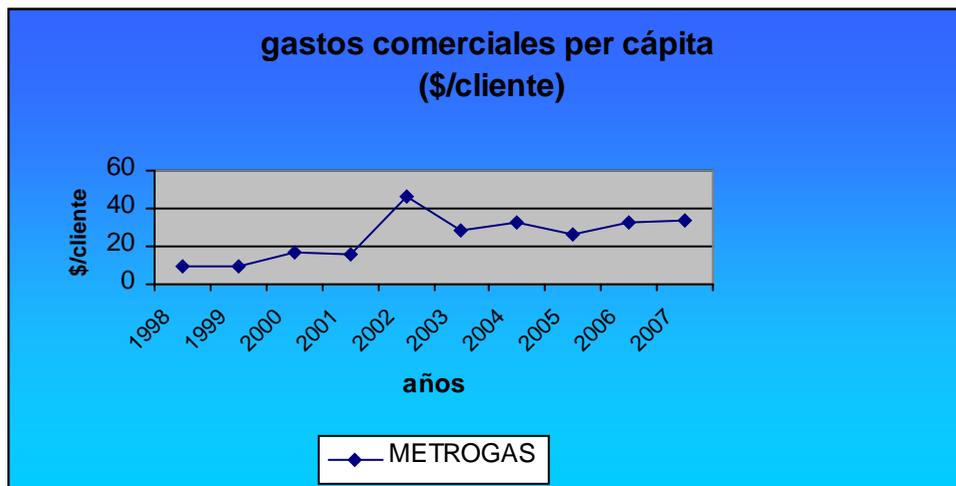
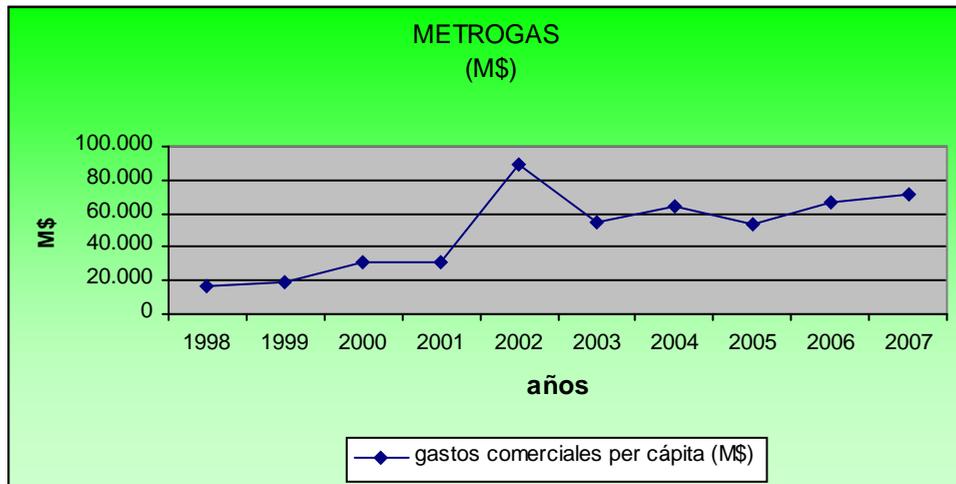
F-)INDICE DE COSTO OPERATIVO POR USUARIO

Año	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Total Clientes	1.876.640	1.890.748	1.905.627	1.936.535	1.943.611	1.957.236	1.986.143	2.022.931	2.060.125	2.101.727
Costos de operación	-458.173	-508.397	-524.246	-473.158	-575.137	-506.732	-639.143	-699.670	-523.061	-541.295
Costos de operación por cliente	-244,15	-268,89	-275,10	-244,33	-295,91	-258,90	-321,80	-345,87	-253,90	-257,55



G-)INDICE DE COSTO COMERCIAL POR CLIENTE

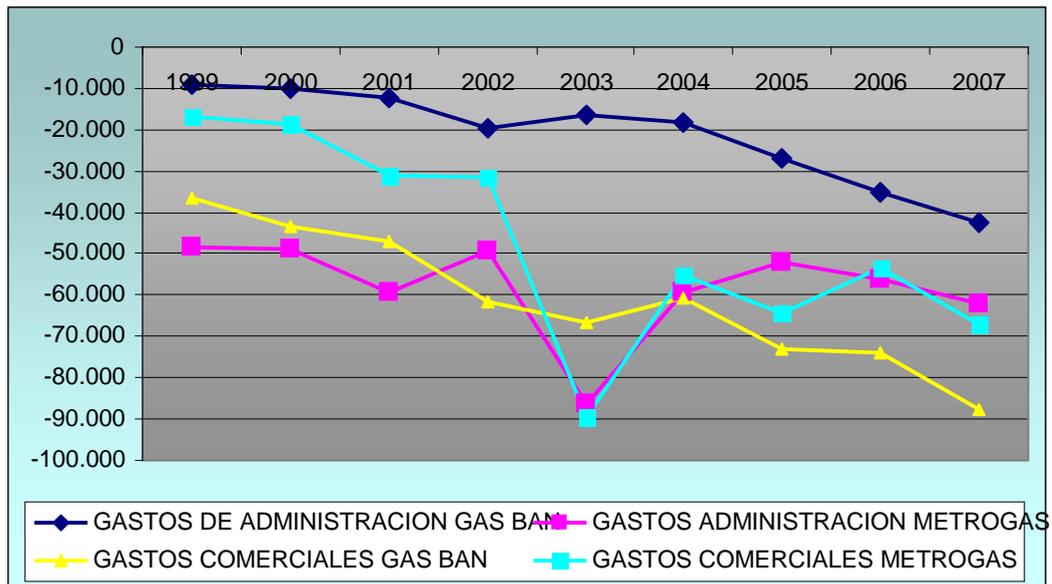
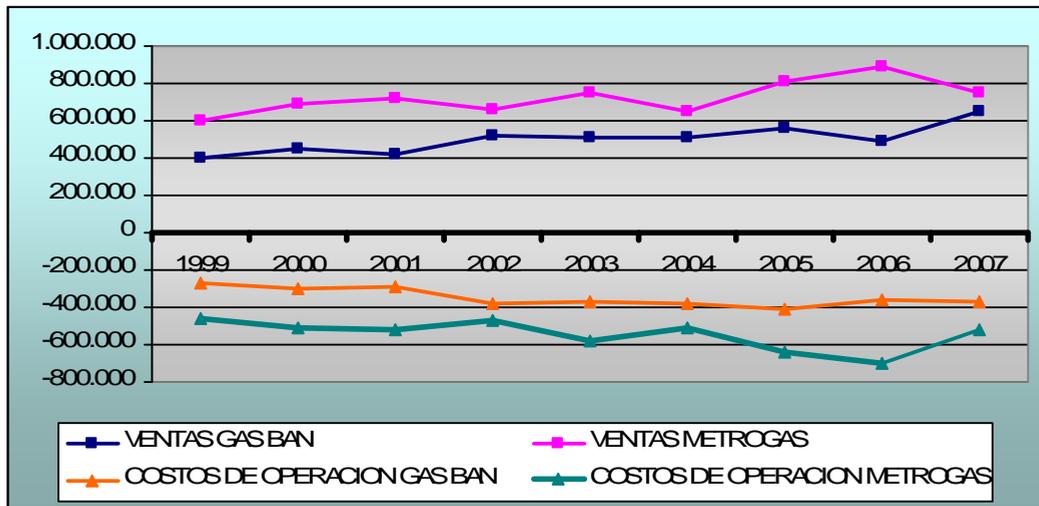
Año	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Gastos Comerc. per. Cápita [M\$]	16.940	18.833	31.271	31.304	89.717	55.300	64.361	53.624	67.046	71.890
Total Clientes	1.876.640	1.890.748	1.905.627	1.936.535	1.943.611	1.957.236	1.986.143	2.022.931	2.060.125	2.101.727
Gastos Comerc. per Cápita[\$/cliente]	9,03	9,96	16,41	16,16	46,16	28,25	32,41	26,51	32,54	34,21



1.3.-COMPARACION DE DATOS BASICOS

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Ventas	403.187	452.915	415.935	522.250	506.790	511.887	559.726	492.671	646.081
Costos de operación	-272.640	-298.435	-285.360	-383.014	-368.122	-376.793	-411.800	-355.390	-373.597
Gastos de administración	-8.976	-9.893	-12.365	-19.597	-16.565	-18.252	-26.984	-35.290	-42.689
Gastos de comercialización	-36.542	-43.260	-47.014	-61.528	-66.886	-60.801	-72.867	-74.058	-87.548

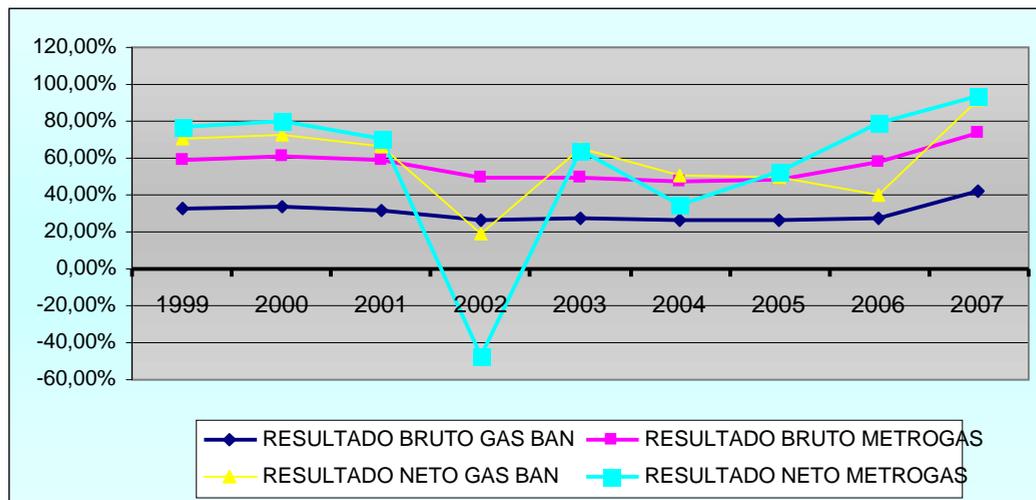
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Ventas	602.306	692.647	718.450	657.681	748.012	651.485	814.072	891.992	747.050	788.559
Costos de operación	-458.173	-508.397	-524.246	-473.158	-575.137	-506.732	-639.143	-699.670	-523.061	-541.295
Gastos de administración	-48.572	-48.935	-59.384	-49.471	-86.304	-59.481	-51.989	-56.043	-62.232	-81.699
Gastos de comercialización	-16.940	-18.833	-31.271	-31.304	-89.717	-55.300	-64.361	-53.624	-67.046	-71.890



MARGENES DE UTILIDAD

GAS BAN		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
% sobre ventas										
Rdo. Neto		11,31%	11,99%	7,27%	-31,27%	15,86%	2,42%	1,16%	-18,15%	18,08%
Rdo. Bruto		32,38%	34,11%	31,39%	26,66%	27,36%	26,39%	26,43%	27,86%	42,17%

METROGAS		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
% sobre ventas										
Rdo. Neto		6,07%	6,69%	4,12%	-65,49%	-1,57%	-15,11%	3,19%	39,16%	2,00%
Rdo. Bruto		26,60%	27,03%	28,06%	23,11%	22,22%	21,49%	21,56%	29,98%	31,36%

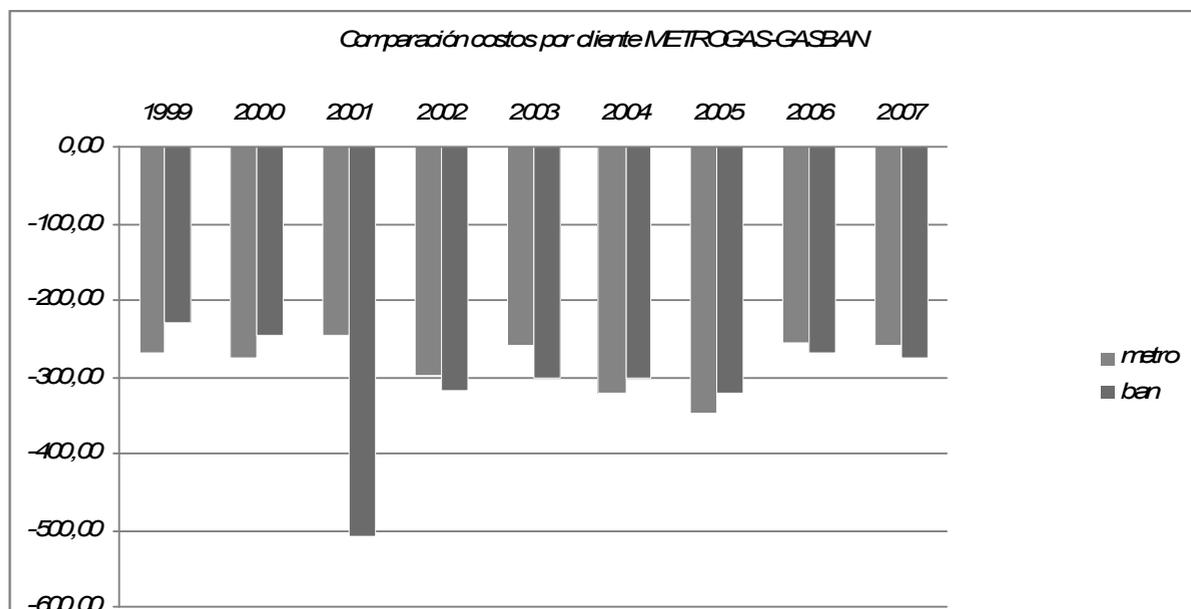


DATOS DE CARGA Y ENTREGA DE GAS DE GASBAN Y METROGAS

En miles de m3 de 9300 kcal y en porcentaje

Año	TGN				TGS				Total	Gas entregado
	Norte		Centro Oeste		Neuba II		San Martín			
GASBAN										
1999	256997	7,54%	1166741	34,25%	1982845	58,21%	0	0,00%	3406583	3126405
2000	249609	6,78%	1324641	35,97%	2108313	57,25%	0	0,00%	3682563	3366060
2001	256676	6,65%	1338373	34,68%	2263872	58,67%	0	0,00%	3858921	3277903
2002	243106	5,93%	1628938	39,71%	2230546	54,37%	0	0,00%	4102590	3315407
2003	253352	5,58%	1770181	38,95%	2520764	55,47%	0	0,00%	4544297	3725167
2004	212169	4,58%	1650252	35,64%	2767446	59,77%	0	0,00%	4629867	3788568
2005	235394	5,29%	1419800	31,92%	2724587	61,26%	67672	1,52%	4447453	4006665
2006	251221	5,33%	1373569	29,16%	2798524	59,41%	287203	6,10%	4710517	3940104
2007	206661	4,47%	1209357	26,18%	2892554	62,61%	311486	6,74%	4620058	4101439
METROGAS										
1999	0	0	104981	1,59%	3933884	59,46%	2577480	38,96%	6616345	6008185
2000	0	0	157679	2,15%	4543284	61,86%	2643281	35,99%	7344244	6625959
2001	0	0	283981	4,20%	3834559	56,72%	2641633	39,08%	6760173	6102637
2002	0	0	343555	5,58%	3355054	54,54%	2453123	39,88%	6151732	5482112
2003	0	0	428365	5,99%	4417342	61,74%	2308746	32,27%	7154453	6463906
2004	0	0	525376	6,06%	5665114	65,40%	2472021	28,54%	8662511	7844320
2005	0	0	476002	5,41%	5871437	66,77%	2446260	27,82%	8793699	7709102
2006	0	0	782783	8,29%	6124044	64,89%	2530486	26,81%	9437313	7946763
2007	0	0	978748	10,02%	6066518	62,09%	2724848	27,89%	9770114	7947728

COSTOS DE OPERACIÓN POR CLIENTE



2. ANÁLISIS DE ESTRUCTURA

A continuación desarrollamos algunos índices que representan la estructura de las empresas GAS BAN y METROGAS:

2-1- ESTRUCTURA DE LA INVERSION

Estos índices nos indican cuánto representa cada partida del activo en el total de la inversión.

Para su determinación se transforma el total del Activo en 100 % y se calcula cuánto representa cada partida del Activo sobre ese total.

La formula será: $\frac{\text{Partida del Activo}}{\text{Activo}} \times 1000$

Activo

En un primer nivel de análisis podremos advertir qué proporción de la inversión, la empresa destina al activo corriente y qué proporción al activo no corriente.

Podemos decir en general que las empresas industriales tienen más proporción de activo no corriente frente a las empresas comerciales. A su vez las empresas industriales de capital intensivo (siderurgias papeleras, etc.) tienen mayor proporción de activo no corriente. Si se analizan los balances de las empresas de servicios públicos, se podrá advertir que más del 90 % de la inversión está destinada al activo no corriente.

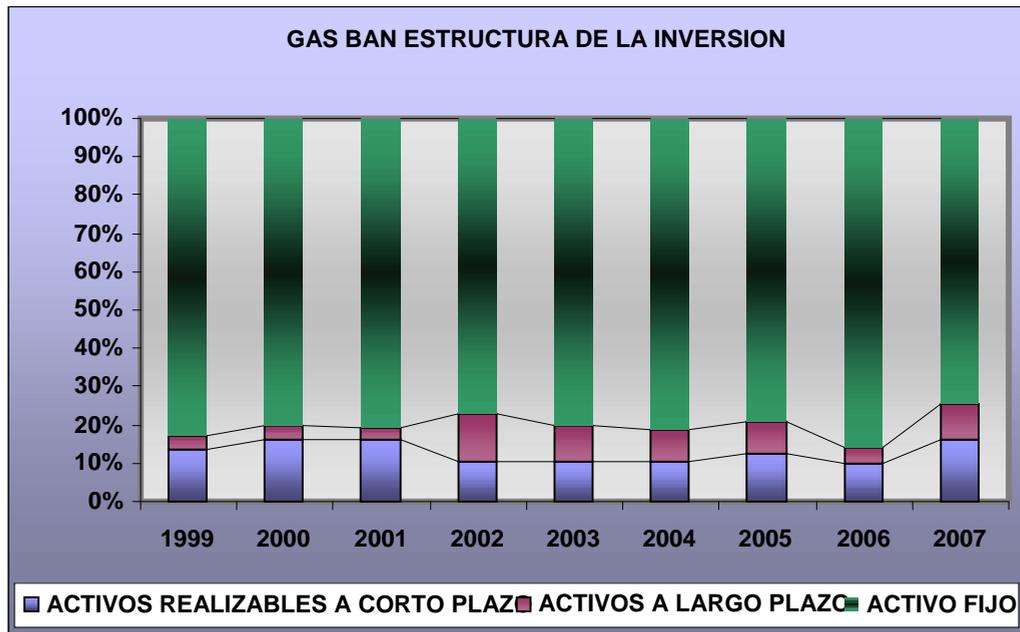
GAS BAN

Gas Ban es una empresa de servicios públicos de capital intensivo.

Como podemos observar en el cuadro en el año 2007, el 83,97% de la inversión total es no corriente, representando el activo fijo el 74,53% y los créditos no corrientes el 9,44% restante.

Solo el 16,03% está conformado por los activos con plazo de realización menor a un año.

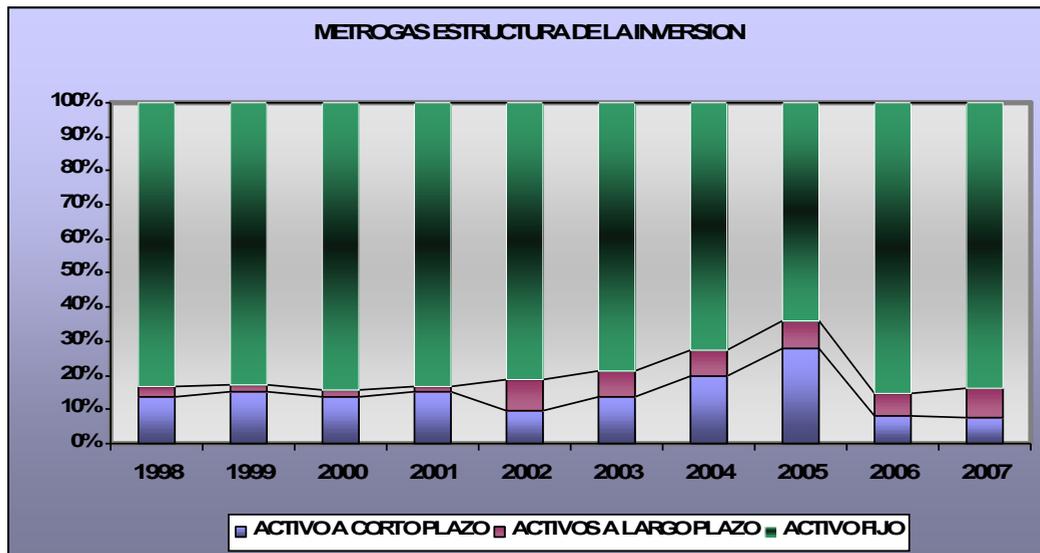
% sobre el activo total	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Activo c.p.	13,32%	16,31%	16,25%	10,53%	10,65%	10,44%	12,60%	9,85%	16,03%
Activo l.p.-b.de uso	3,69%	3,59%	2,89%	12,37%	9,32%	8,11%	8,05%	4,35%	9,44%
Bienes de uso	82,99%	80,11%	80,87%	77,09%	80,03%	81,46%	79,35%	85,80 %	74,53%



METROGAS

Como podemos observar en el año 2007 el activo fijo de Metrogas representaba un 82,95% de la inversión total, los créditos a largo plazo un 8,54%, mientras que los activos a corto plazo solo el 7,51% del total del activo.

% sobre el activo total	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Activo a corto plazo	13,72%	15,10%	13,56%	15,24%	9,48%	13,84%	19,66%	27,78%	8,01%	7,51%
Créditos a largo plazo	2,80%	2,09%	2,32%	1,29%	9,15%	7,73%	7,70%	8,40%	6,65%	8,54%
Bienes de uso	83,48%	82,81%	84,12%	83,46%	81,37%	78,43%	72,64%	63,82%	85,33%	83,95%



2.2 ESTRUCTURA DE LA FINANCIACION

Aquí el objetivo es conocer en que proporción participan las distintas fuentes de financiación.

Para ello utilizamos la formula siguiente:

$$\frac{\text{Partidas del Pasivo y Patrimonio Neto}}{\text{Total pasivo + Patrimonio Neto}} \times 100$$

Total pasivo + Patrimonio Neto

En un primer nivel de análisis, los índices del cuadro nos muestran como participan los terceros y los propios accionistas en la financiación de la empresa.

Un segundo nivel de análisis nos brinda información acerca de la participación del pasivo corriente y el pasivo no corriente.

GAS BAN

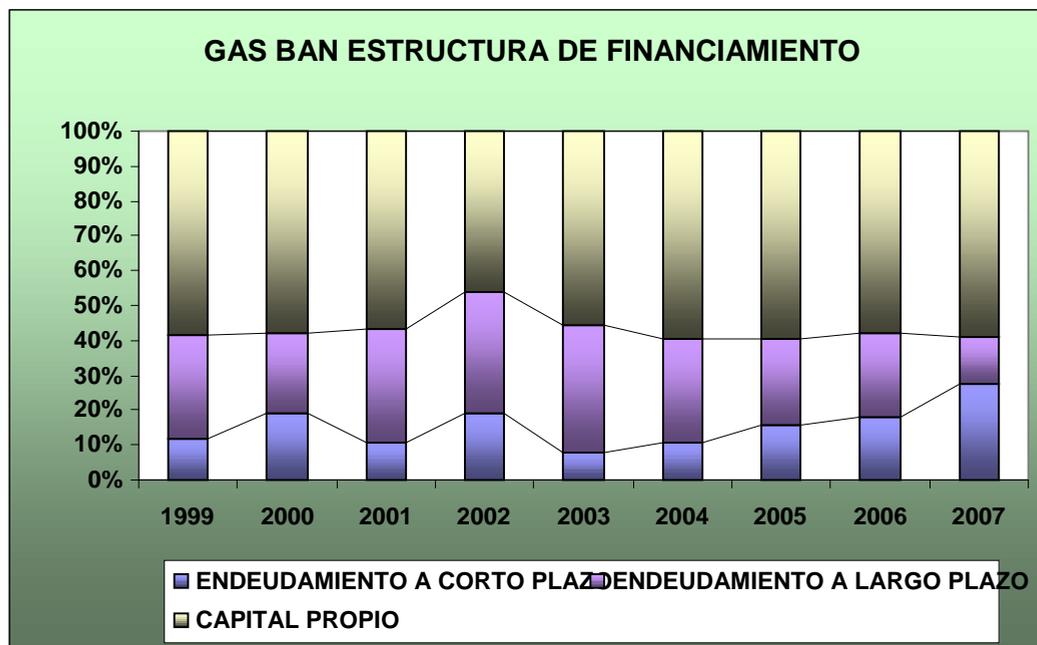
El cuadro siguiente nos indica como evolucionaron las deudas de Gas Ban,

Como punto relevante vemos que las deudas con plazo de ejecución menor a un año pasaron del 11,94% en el año 1999 al 27,46% en el 2007, mientras que las de largo plazo llegaban al 29,90% en 1999 y en el 2007 representan el 13,32%.

Hay que destacar que las deudas totales hacia terceros se mantuvieron constantes, ya que en 1999 representaban el 41,83% y en 2007 el 40,79%.

Por último vemos que el capital de los accionistas asciende al 59,21% en el 2007.

% del activo	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Pasivo c.p.	11,94%	19,18%	10,65%	19,11%	8,13%	10,85%	15,92%	17,89%	27,46%
Pasivo l.p.	29,90%	22,70%	32,40%	34,56%	36,18%	29,82%	24,50%	24,36%	13,32%
Capital propio	58,17%	58,13%	56,95%	46,32%	55,68%	59,33%	59,58%	57,75%	59,21%
Capital ajeno	41,83%	41,87%	43,05%	53,68%	44,32%	40,67%	40,42%	42,25%	40,79%



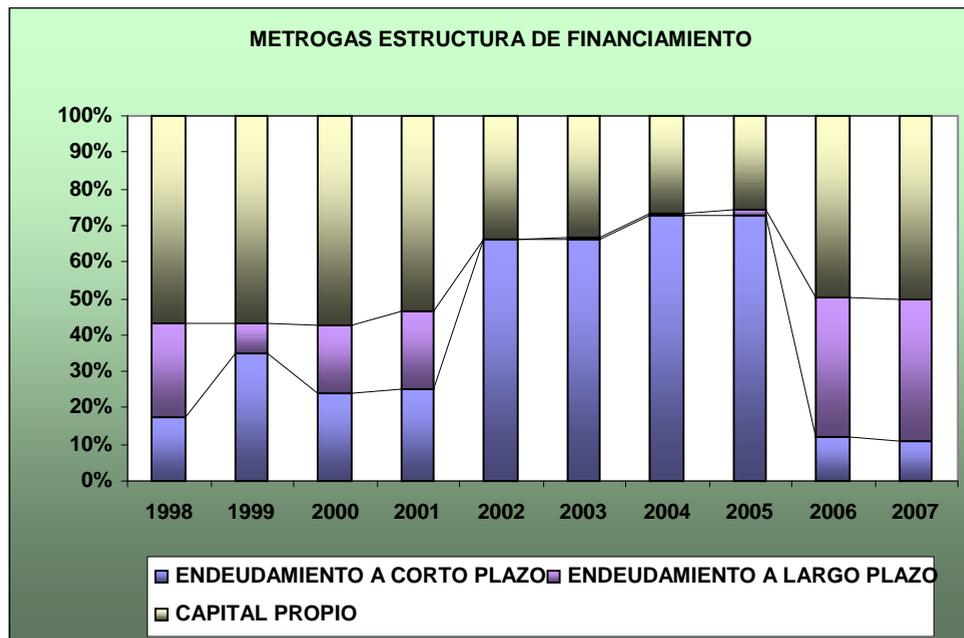
METROGAS

El cuadro siguiente nos muestra como evolucionó la composición del pasivo hacia terceros de Metrogas. Vemos que las deudas a corto y largo plazo pasaron del

43,11% en el año 1999 al 49,75% en el 2007, llegando a representar el 74,49% en el 2005.

Observamos también que el capital de los accionistas era del 56,89% en 1998, llegó a un punto crítico del 25,51% en el año 2005, recuperando su participación en el año 2007 hasta el 50,25%

% del activo	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Deudas a corto plazo	17,48%	35,06%	24,01%	25,37%	66,14%	66,39%	72,56%	72,83%	12,12%	10,68%
Deudas a largo plazo	25,62%	8,07%	18,76%	21,15%	0,16%	0,32%	0,50%	1,65%	38,25%	39,08%
Capital propio	56,89%	56,87%	57,23%	53,48%	33,70%	33,29%	26,94%	25,51%	49,62%	50,25%
Capital ajeno	43,11%	43,13%	42,77%	46,52%	66,30%	66,71%	73,06%	74,49%	50,38%	49,75%



2.3.. ESTRUCTURA DE RESULTADOS

En este caso consideramos al total de ingresos como 100 % y calculamos cuanto representa cada partida del estado de resultados sobre ese total.

La formula será: $\frac{\text{Partida de resultados}}{\text{Total de ingresos}} \times 100$

Ventas (o Ingresos)

Aquí observaremos como representa cada partida del estado de resultados en el total de los servicios vendidos

Un segundo nivel de análisis explica cómo se llega a ese resultado, por ejemplo, el porcentaje de la ganancia bruta y la participación de los gastos.

En un tercer nivel podríamos analizar la proporción de cada uno de los gastos .

GAS BAN

El cuadro nos muestra que Gas Ban obtuvo resultados netos negativos en el año 2002 y 2006.

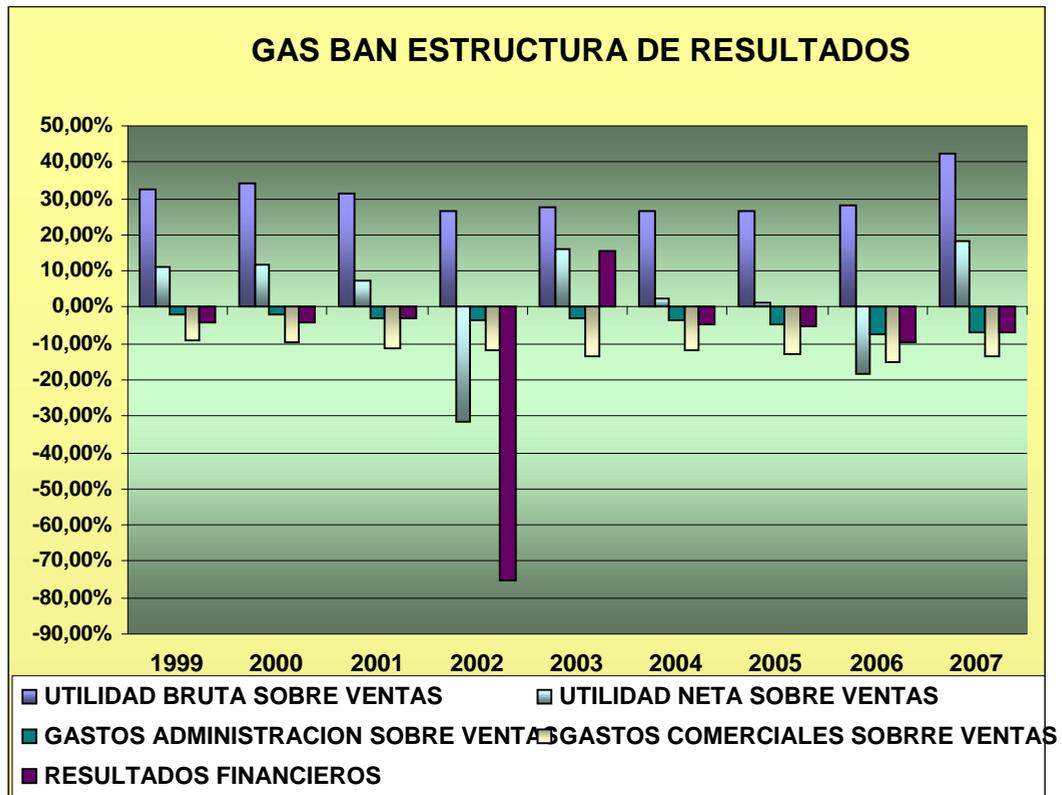
También podemos observar como crecieron porcentualmente los gastos administrativos ya que en 1999 representaban el 2,23% de las ventas, y en el 2007 llegan al 6,61%.

Lo mismo sucedió con los gastos de comercialización que fueron creciendo en relación a las ventas, siendo del 9,06% en 1999 y del 13,55% en 2007.

Los resultados financieros eran en 1999 del 4,07%, trepan al 75,41% en 2002, para luego normalizarse llegando al 2007 con el 6,93%.

El resultado bruto antes de impuesto a las ganancias en 1999 era del 32,38% y en 2007 del 42,17%

% sobre ventas	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Rdo. Neto	11,31%	11,99%	7,27%	-31,27%	15,86%	2,42%	1,16%	-18,15%	18,08%
Rdo. Bruto	32,38%	34,11%	31,39%	26,66%	27,36%	26,39%	26,43%	27,86%	42,17%
Gtos.Administración	-2,23%	-2,18%	-2,97%	-3,75%	-3,27%	-3,57%	-4,82%	-7,16%	-6,61%
Gtos.Comerciales	-9,06%	-9,55%	-11,30%	-11,78%	-13,20%	-11,88%	13,02%	-15,03%	13,55%
resultados financieros/ventas	-4,07%	-3,89%	-3,31%	-75,41%	15,58%	-4,59%	-5,23%	-9,69%	-6,93%



METROGAS

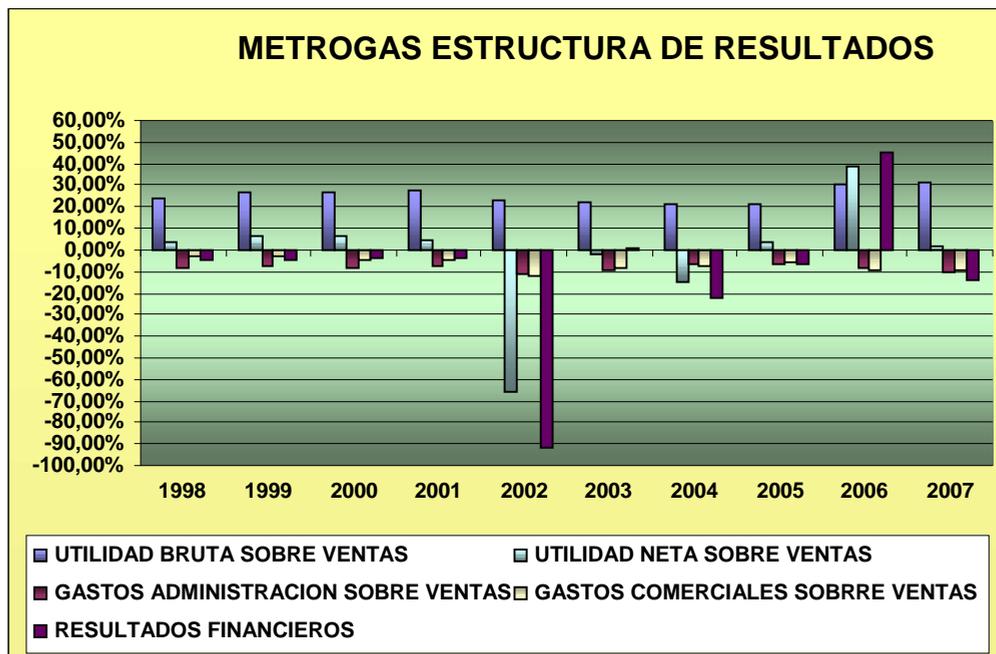
El cuadro nos indica que el resultado bruto relacionado con las ventas era del 23,93 en 1998 y del 31,36% en 2007, mientras que el resultado neto también ha disminuido pasando del 3,86% en 1998 al 2% en 2007.

Los gastos de administración han sido constantes, representando el 8,06% en 1998 y el 10,36% en 2007.

Los gastos comerciales crecieron porcentualmente ya que en 1998 representaban el 2,81% y en 2007 el 9,12%.

Los resultados financieros pasaron del 4,52% que representaban en 1998 al 14,19% en 2007.

% sobre ventas	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Rdo. Neto	3,86%	6,07%	6,69%	4,12%	-65,49%	-1,57%	-15,11%	3,19%	39,16%	2,00%
Rdo. Bruto	23,93%	26,60%	27,03%	28,06%	23,11%	22,22%	21,49%	21,56%	29,98%	31,36%
Gtos. Administración	-8,06%	-7,06%	-8,27%	-7,52%	-11,54%	-9,13%	-6,39%	-6,28%	-8,33%	-10,36%
Gtos. Comerciales	-2,81%	-2,72%	-4,35%	-4,76%	-11,99%	-8,49%	-7,91%	-6,01%	-8,97%	-9,12%
Resultados financieros	-4,52%	-4,53%	-3,42%	-3,91%	-91,66%	1,09%	-22,47%	-6,31%	45,02%	-14,19%



3. ANALISIS DE LOS RESULTADOS Y COMPARACION ENTRE EMPRESAS

3.1. ESTRUCTURA DE LA INVERSION

Si bien ambas empresas están bastante parejas en cuanto al porcentaje de capital inmovilizado, al cierre del ejercicio del año 2007 los activos corrientes de Gas Ban son porcentualmente superiores (61,10%) a los de Metrogas. Lo mismo ocurre con los créditos no corrientes que son superiores porcentualmente en un 22,39%.

Inversamente los activos fijos de Gas Ban representan un 9,53% menos que el porcentual de participación en Metrogas.

3.2. ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO

En Gas Ban la proporción del capital propio se mantuvo constante en los últimos diez años, mientras que en Metrogas tuvo una significativa merma en la época de la crisis del año 2002 producida por el aumento de las deudas financieras. Recién en el año 2006 comenzó a recuperarse en forma parcial la ecuación capital propio-capital ajeno en esta última.

3.3 ESTRUCTURA DE LOS RESULTADOS

En Gas Ban, como muestran los indicadores el resultado más o menos constante, salvo en el año 2002 donde debido al incremento de los resultados financieros se rompe la ecuación, dando ese ejercicio un resultado negativo.

En cambio en Metrogas, vemos que tanto en el ejercicio 2002 como en el 2003 y 2004 se rompe la ecuación económica debido al incremento de los resultados financieros negativos produciendo un resultado negativo.

4 SITUACION ECONOMICA

Los índices siguientes nos indicarán la rentabilidad de estas empresas, es decir la capacidad de generar ingresos en el tiempo con las inversiones realizadas.

Analizaremos la rentabilidad del capital de los accionistas y la del capital total (propio y ajeno).

En consecuencia asociamos este concepto al de la rentabilidad.

Definimos Rentabilidad a la relación entre un Resultado y una Inversión, de donde surge la fórmula siguiente:

$$\text{Rentabilidad} = \frac{\text{Resultado}}{\text{Inversión}} \times 100$$

La rentabilidad del patrimonio neto la expresamos:

$$\frac{\text{Resultado del Ejercicio}}{\text{Patrimonio Neto}} \times 100$$

La formula para el cálculo de la inversión total independientemente de cómo esté financiada será:

Resultado sin computar result. Financ. generados por pasivos x 100

Activo

GAS BAN

La rentabilidad de los dueños de la empresa era del 11,26% en 1999 y del 14,16% en 2007.

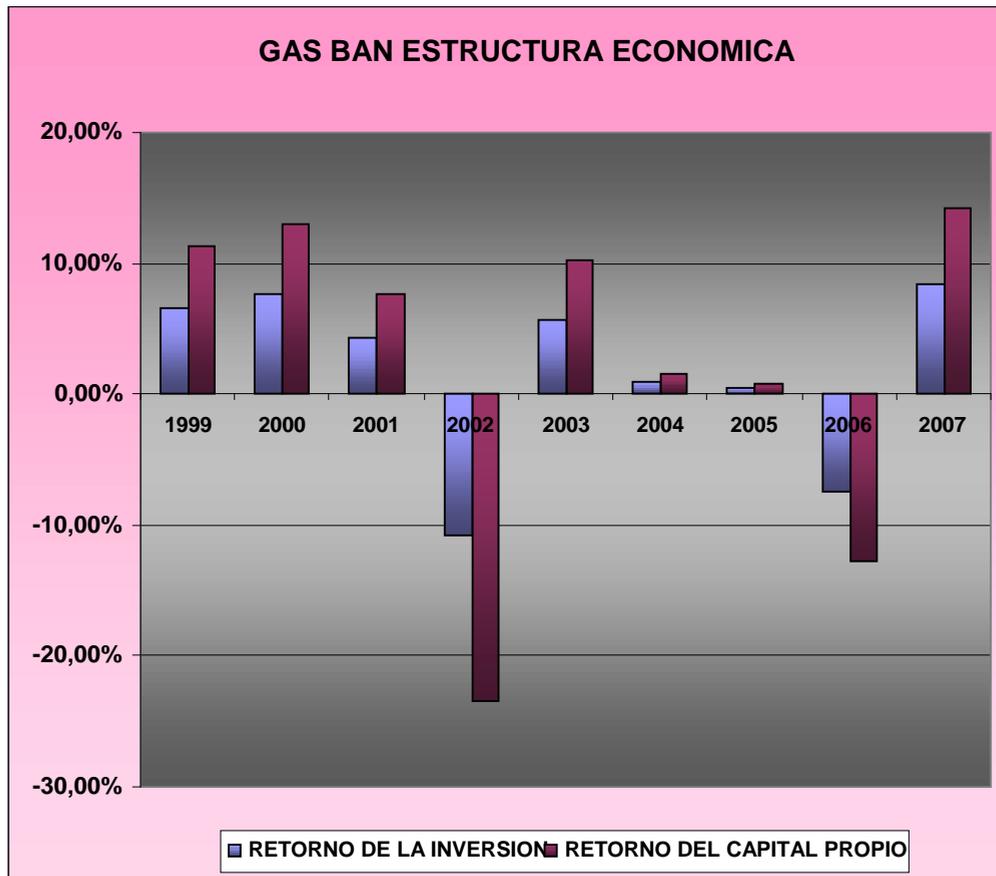
La rentabilidad de la totalidad de la inversión puesta a disposición de la empresa sin distinguir cual es su fuente de financiación era en 1999 del 6,55% y en el 2007 del 8,39%.

Si relacionamos las rentabilidades del patrimonio neto y de la inversión total, el cociente nos da para el año 2007 :1,69, lo que nos indica que el Leverage es positivo (efecto palanca positivo). Es decir que la tasa de interés promedio que paga la empresa por su pasivo, es inferior a la Rentabilidad de la Inversión Total. En consecuencia los propietarios se benefician y la Rentabilidad del Patrimonio Neto es mayor a la rentabilidad de la inversión total.

El efecto palanca es el indicador que relaciona las rentabilidades del Patrimonio Neto y de la Inversión Total su cálculo es el siguiente:

$$\text{Efecto Palanca} = \frac{\text{Rentabilidad del Patrimonio Neto}}{\text{Rentabilidad de la Inversión Total}}$$

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
retorno de la inversión	6,55%	7,59%	4,37%	-10,83%	5,72%	0,93%	0,49%	-7,39%	8,39%
retorno del capital propio	11,26%	13,06%	7,67%	-23,38%	10,27%	1,56%	0,82%	-12,79%	14,16%



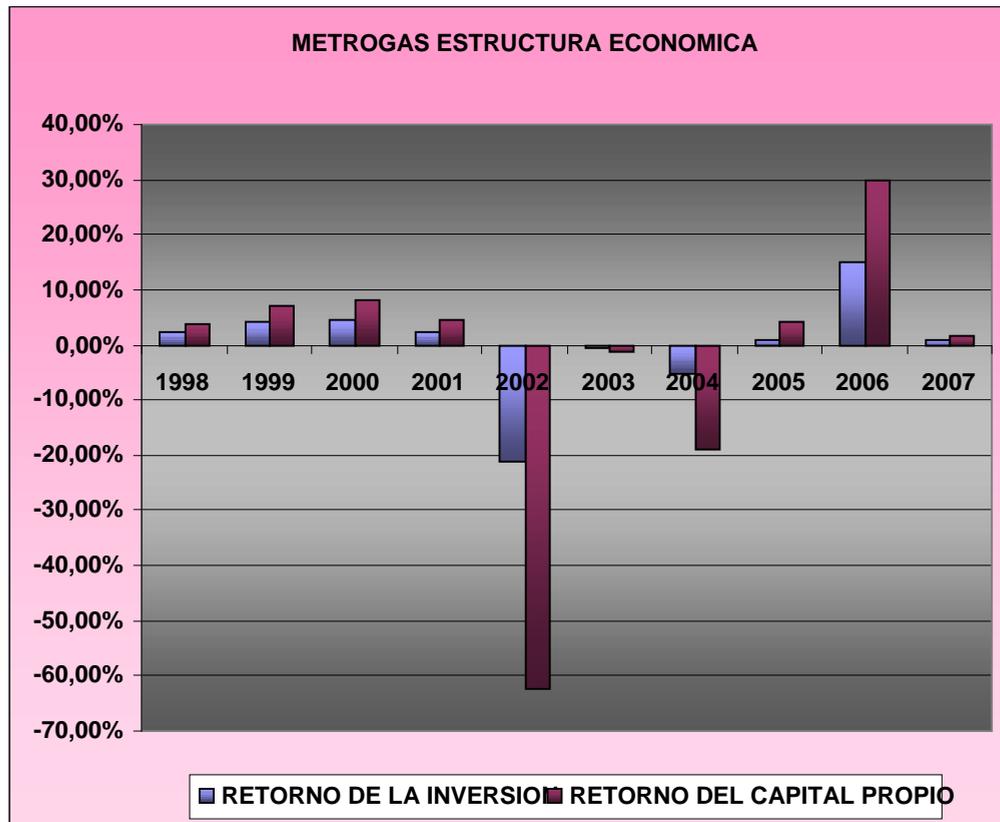
METROGAS

La rentabilidad del patrimonio neto ha disminuido pasando del 3,96% en 1998 al 1,60% en 2007.

La rentabilidad de la inversión total era del 2,25% en 1998 y es del 0,79% en 2007.

El efecto palanca en el año 2007 es positivo siendo de 2,02.

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Retorno de la inversión total	2,25%	4,00%	4,58%	2,49%	-21,01%	-0,44%	-5,08%	1,06%	14,91%	0,80%
Retorno del capital propio	3,96%	7,04%	8,01%	4,66%	-62,33%	-1,32%	-18,84%	4,17%	30,05%	1,60%



5. OTROS INDICADORES

5.1. ROTACION DEL PATRIMONIO NETO

Este índice nos indica el porcentaje de rotación del patrimonio neto que contribuye a generar rentabilidad.

GAS BAN	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Rotación del patrimonio neto	99,55%	108,92%	105,49%	74,75%	64,79%	64,45%	70,03%	70,48%	78,33%

METROGAS	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Rotación del patrimonio neto	115,92%	119,74%	113,08%	95,17%	83,98%	124,72%	130,95%	76,72%	79,69%

5.2. LIQUIDEZ CORRIENTE

Este índice nos permite medir la capacidad de cumplir con los compromisos corrientes. Dado que los mismos se registran en el pasivo corriente, la pregunta que nos queremos contestar es si estamos en condiciones de pagar el pasivo corriente, en monto y tiempo. En consecuencia se compara el pasivo corriente con el activo corriente. }

$$\text{Liquidez corriente} = \frac{\text{Activo corriente}}{\text{Pasivo corriente}}$$

GAS BAN

Los índices indican que por cada peso de deuda corriente, en el año 1999 Gas Ban contaba para afrontarla con un peso con once centavos, mientras que en el año 2007 cuenta con cincuenta y ocho centavos, lo que indica una evidente disminución de la liquidez de la empresa.

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Liquidez corriente	111,61%	85,02%	152,52%	55,10%	131,00%	96,16%	79,17%	55,05%	58,38%

METROGAS

Metrogas presenta una mayor liquidez en el año 2007 , contando con ochenta centavos para afrontar cada peso de deuda corriente, siendo que en el año 1999 tenía solo cuarenta y tres centavos.

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Liquidez corriente	43,07%	56,48%	60,08%	14,34%	20,85%	27,10%	38,14%	66,11%	70,29%

CAPITULO V

VALUACIÓN DE LAS EMPRESAS

El objetivo de este capítulo es realizar la valuación de dos empresas en marcha como son Metrogas S.A. y Gas Natural Ban S.A. La importancia de una valuación radica en que conocer el valor de un activo es necesario para adoptar decisiones inteligentes tales como la elección de inversiones que conforman un portafolio, la determinación del precio en un takeover, la reestructuración de empresas, etc.

Se parte de la noción de que un inversor está dispuesto a pagar un precio por un activo que depende de dos variables expectativas: el rendimiento y el riesgo.

El valor de un activo es función directa del nivel y crecimiento esperado de sus cash-flows, por ello, el valor de los activos financieros depende de los cash-flows futuros esperados ya que ningún inversor compra o vende un activo por razones emocionales (excepto objetos de arte). Por ello se trata de poner un precio a un activo en función del rendimiento esperado y el riesgo asociado

Hay que tener presente que toda valuación tiene carácter dinámico, se deben comparar los resultados con consensos establecidos en el mercado, no implica que los resultados de una valuación sean objetivos, sino por el contrario en toda proyección existe una alta dosis de subjetividad.

Asimismo, la calidad de una valuación es directamente proporcional al tiempo dedicado, a entender la empresa. Pero hay que tener presente que una valuación detallada y rigurosa no elimina la incertidumbre sobre el resultado final.

Existen tres enfoques principales al elaborar una valuación: 1) flujos de fondos descontados que estima el valor de un activo en función al valor presente de los flujos descontados esperados; 2) múltiplos que estima el valor de un activo en función del precio de un activo comparable sobre la base de una variable común

(ganancias-ventas-cash-flow-valor libro); y 3) opciones que utiliza modelos de valuación de opciones.

Los métodos para la valuación de una empresa basados en Descuento de Flujo de Fondos permiten valorar en función a las expectativas futuras y el impacto de las mismas en la riqueza de los accionistas.

Las valuaciones a partir de Información de Mercado son aproximaciones al valor. Pueden ser muy útiles, pero deben utilizarse con mucha precaución e, idealmente, convalidarlas mediante FFD.

Bajo este modelo de valuación de la empresa el valor de la empresa se obtiene descontando los cash-flows residuales esperados netos de gastos e impuestos (previo al pago de intereses).

El flujo de fondos descontados para la firma es el cash-flows residual después de gastos operativos, impuestos, necesidades de inversión y capital de trabajo.

De los dos modelos de descuento por flujo de fondos adoptaremos aquel que utiliza las ganancias antes de intereses e impuestos (EBIT).

Bajo este método y con esta tasa de descuento del 13% es que elaboramos la valuación de las empresas Metrogas S.A. y Gas Natural Ban S.A. conforme se observa a continuación y se aportan anexos 1 a 4.

Asimismo a continuación se analizarán los valores cotizados en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires por Gas Natural Ban S.A. y Metrogas SA

Gas Natural Ban S.A.

EVOLUCIÓN DE LA COTIZACIÓN DE LAS ACCIONES DE LA SOCIEDAD EN LA BOLSA DE COMERCIO DE BUENOS AIRES (EN PESOS CORRIENTES AL ÚLTIMO DÍA HÁBIL DE CADA MES).

Como se vio, el capital social está representado por 325.539.966 acciones ordinarias de valor nominal \$1 cada una, totalmente suscriptas e integradas y con los mismos derechos políticos y económicos. Las 159.514.582 acciones Clase "B", equivalentes al 49% del capital, cuentan con autorización para cotizar en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (BCBA).

2004	2005	2006	2007	2008	
2,6	1,87	1,97	1,9	2,29	Enero
2,31	1,93	1,81	1,9	2,5	Febrero
2,24	1,95	1,75	1,8	2,23	Marzo
1,75	1,79	1,67	1,93	2	Abril
1,45	2	1,59	1,85	2,05	Mayo
1,47	1,9	1,45	2,02	1,87	Junio
1,39	1,91	1,47	2,2	2,12	Julio
1,45	1,8	1,6	2,03		Agosto
1,74	2,08	1,4	2,19		Septiembre
1,7	1,98	1,56	2,48		Octubre
1,58	1,83	1,69	2,48		Noviembre
1,83	1,75	1,84	2,53		Diciembre

Fuente: BCBA

Cotizaciones al último día hábil del mes

Como se desprende del cuadro, los valores han fluctuado en el transcurso de los últimos cinco años en forma importante.

Se calculan los valores de las acciones tomando valores extremos en su cotización, considerando un valor a octubre de 2008 y otra considerando el valor a diciembre de 2007.

Valor de la acción al 21/10/2008: \$ 1,5

Valor a Enero 2004

325.539.966 acciones a 2.60 \$/a Valor de las acciones: \$ 846.403.912

Valor a Julio 2004

325.539.966 acciones a 1.39 \$/a Valor de las acciones: \$ 452.500.553

Valor al 31 Diciembre 2007

325.539.966 acciones a 2.53 \$/a Valor de las acciones: \$ 823.616.113

Valor al 21/10/2008

325.539.966 acciones a 1.50 \$/a Valor de las acciones: \$ 488.309.949

METROGAS S.A.

EVOLUCIÓN DE LA COTIZACIÓN DE LAS ACCIONES DE LA SOCIEDAD EN LA BOLSA DE COMERCIO DE BUENOS AIRES (EN PESOS CORRIENTES AL ÚLTIMO DÍA HÁBIL DE CADA MES).

Como se vio, el Capital Social al 31 de diciembre de 2007 está compuesto por 569.171.208 acciones ordinarias de tres clases “A”, “B” y “C”, de valor nominal un peso y de un voto por acción.

Como se desprende del cuadro, los valores han fluctuado en el transcurso de los últimos cinco años en forma importante.

Se calculan los valores de las acciones tomando valores extremos en su cotización, una considerando un valor del mes de octubre de 2008 y otra considerando el valor a diciembre de 2007.

		Cotización de las acciones en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (1)
mes	año	\$
Diciembre	1994	1,03
Diciembre	1995	0,98
Diciembre	1996	0,94
Diciembre	1997	0,77
Diciembre	1998	0,85
Diciembre	1999	0,89
Diciembre	2000	0,84
Diciembre	2001	0,68
Diciembre	2002	0,55
Diciembre	2003	1,98
Diciembre	2004	1,3
Marzo	2006	1,27
Junio	2006	1,04
Septiembre	2006	1,02
Diciembre	2006	1,19
Marzo	2007	1,32
Junio	2007	1,68
Septiembre	2007	1,48

Fuente: BCBA

(1) Cotizaciones al último día hábil del mes

Valor de la acción al 21/10/2008: \$1,5

Valor a Diciembre 2002

569171208 acciones a 1,98 \$/a Valor de las acciones: \$ 1.126.958.992

Valor a Diciembre 2003

569171208 acciones a 0,55 \$/a Valor de las acciones: \$ 313.044.164

Valor al 31 de Diciembre 2007

569171208 acciones a 1,32 \$/a Valor de las acciones: \$ 751.305.994

Valor al 21/10/2008

569171208 acciones a 1,25 \$/a Valor de las acciones: \$ 711.464.010

Los valores a los que arribamos son los siguientes:

Gas Natural Ban S.A.:

El precio que se pagó por la privatización asciende a \$ 50.000.000 conforme <http://mepriv.mecon.gov.ar/1993/ingresos-93.htm>.

Según Bolsa al 31 de diciembre de 2007 las acciones de la empresa valen \$ 823.616.113,98

Conforme Flujo de fondos a 10 años considerando un incremento de demanda y de inversiones de 4 % y una tasa de descuento de 13 % la empresa vale: \$990.961.000.

De acuerdo a método de Perpetuidad del Cash Flow la empresa vale: \$ 935.213.000.

Metrogas S.A.:

El precio que se pagó por la privatización asciende a \$ 60.000.000 conforme <http://mepriv.mecon.gov.ar/1993/ingresos-93.htm>.

Según Bolsa al 31 de diciembre de 2007 las acciones de la empresa valen \$ 751.305.994,56

Conforme Flujo de fondos a 10 años considerando un incremento de demanda y de inversiones de 4 % y una tasa de descuento de 13 % la empresa vale: \$2.318.739.170.

De acuerdo a método de Perpetuidad del Cash Flow la empresa vale: \$ 1.881.722.000

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA REGULACIÓN DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Una vez concluido el flujo de fondos descontados de las empresas realizamos un trabajo de aplicación de sensibilidades a diversos componentes que integran la tarifa y consecuentemente el valor de la empresa.

Para ello se aplicaron porcentajes de aumento y disminución en los referidos componentes y llegamos a las siguientes conclusiones.

Gas Natural Ban S.A.:

Si realizamos variaciones en más/menos un 5 % en las remuneraciones y cargas sociales podemos verificar que el valor actual neto de la empresa varía en un -5 % o +4 % respectivamente.

Si realizamos variaciones en más/menos un 5 % en los costos de O & M se evidencia que el valor actual neto de la empresa varía en un -13 % o +10 % .

Si realizamos variaciones en más/menos un 5 % tarifa de transporte y distribución se verifica que el valor actual neto de la empresa se modifica en un +79 % o -60 % respectivamente ello indica la importancia de este componente tarifa en el valor actual neto de la empresa siendo un componente esencial de la misma

Si realizamos variaciones en más/menos un 5 % en otros ingresos (siendo los mismos principalmente ingresos no regulados) la modificación que se evidencia en el valor actual neto de la empresa es prácticamente inexistente con lo cual se concluye que este componente no incide en el valor de la empresa.

Si realizamos variaciones en un -1%, +5% y + 8 % en la la variación de la demanda se observa una caída en un 33%, un alza del 8 % y un incremento del 33 % respectivamente en el valor actual neto de la empresa. De ello se concluye la importancia que reviste el componente demanda a la hora de valorar una empresa.

Si realizamos variaciones en un 0%, 5% y 8% en el componente inversiones se comprueban variaciones en el valor actual neto de la empresa de +15%, -4% y -20 %

Si realizamos variaciones en un 11% y 15 % en el componente tasa de descuento se verifican variaciones de un +11%, -9% respectivamente en el valor actual neto de la empresa indicando ello al aumentar la tasa de descuento se reduce el valor de la empresa de manera significativa siendo consecuentemente muy importante la elección de una tasa de descuento apropiada y correcta a la hora de valorar una empresa.

Metrogas S.A.:

Si realizamos variaciones en más/menos un 5 % en las remuneraciones y cargas sociales podemos verificar que el valor actual neto de la empresa varía en un -5% o un +4% respectivamente.

Si realizamos variaciones en más/menos un 5 % en los costos de O & M se evidencia que el valor actual neto de la empresa varia en un -10% o 8 % respectivamente con lo cual concluimos que este rubro en particular es un componente significativo.

Si realizamos variaciones en un -1%, +5% y + 8 % en la variación de la demanda se observa una caída del 29%, un alza del 9 % y un incremento del 41 % respectivamente en el valor actual neto de la empresa. De ello se concluye la importancia que reviste el componente demanda a la hora de valorar una empresa.

Si realizamos variaciones en un 0%, 5% y 8% en el componente inversiones se comprueban variaciones en el valor actual neto de la empresa de + 23%, -7% y - 31 % con lo cual se concluye la relevancia del rubro en el valor de la empresa.-

Si tomamos una tasa de descuento del 15% se verifican variaciones de -7% en el valor actual neto de la empresa indicando ello que al aumentar la tasa de descuento se reduce el valor de la empresa de manera significativa siendo consecuentemente muy importante la elección de una tasa de descuento apropiada y correcta a la hora de valorar una empresa. Si dicha tasa fuera del 11% el valor aumenta un 8%.

Finalmente, tras estas conclusiones preliminares que pudimos extraer de la aplicación del análisis de sensibilidad de las variables mencionadas, fue posible observar que tanto el VAN calculado a partir del método de flujo de fondos aplicado a diez años como el que se obtiene a perpetuidad dan valores del orden de magnitud para cada una de las empresas. Asimismo los valores que se obtienen

a partir de la cotización de las acciones en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires de las sociedades en cuestión, son próximos a lo analizado para Gas Natural Ban S.A. En el caso de Metrogas S.A. se presenta un mayor valor en la valuación resultante a partir del método del flujo de fondos que el corresponde a la cotización de sus acciones en la Bolsa. Creemos que en parte esto puede ser una de las consecuencias por las dificultades que atraviesa Metrogas S.A., ya que a diferencia de Gas Natural Ban S.A., Metrogas S.A. presentó un concurso preventivo extrajudicial para poder pagar su deuda tras la crisis económica que vivió el país en el año 2001 y siguientes, y en cambio Gas Natural Ban S.A. pesificó su deuda debido a que la misma era en gran parte con sus propios accionistas. Asimismo, Metrogas S.A. vio más afectadas sus ventas a partir de las normas relativas al “*unbundling de gas*” y por las características de sus clientes, por lo cual debió diversificarse en Metroenergía. Por último, otro motivo de la diferencia podría radicar en que Gas Natural Ban S.A. suscribió un acta acuerdo con la UNIREN en el marco de la renegociación de su tarifa, y en contraposición no pudo hacerlo aún Metrogas S.A.

CAPITULO VII

BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA

Estados Contables de Metrogas SA al 31 de diciembre de
1999/2000/2001/2002/2003/2004/2005/2006/2007

Estados Contables de Gas Natural Ban SA al 31 de diciembre de
1999/2000/2001/2002/2003/2004/2005/2006/2007

Notas de Economía de la Regulación, Notas de Valuación de Empresas del
Centro de Estudios Económicos de la Regulación de la Universidad Argentina de
la Empresa.

Pagina internet: www.gasnatural.com

Pagina internet: www.uniren.gov.ar

Pagina Internet: www.metrogas.com

Pagina Internet: www.bcba.com

Pagina Internet: <http://mepriv.mecon.gov.ar/1993/ingresos-93.htm>.

Páginainternet:<http://icsid.worldbank.org/ICSID/FrontServlet?requestType=GenCaseDtlsRH&actionVal=ListConcluded>

Clase en el CEARE de agosto de 2008 del Dr. Eduardo Ramón Zapata relativa a
la Regulación Energética y de los Hidrocarburos. Evolución Histórica de los
Marcos Regulatorios Energéticos.

Pagina internet: <http://www.enargas.gov.ar/DatosOper>

Notas de Economía de la Regulación. Análisis e interpretación de los estados contables. Centro de Estudios Económicos de la Regulación. Instituto de Economía. Universidad Argentina de la Empresa.

Curso: Fusiones y Adquisiciones. Profesor: Dr. Guillermo López Dumrauf. Master en Finanzas – Orientación Finanzas Corporativas. Universidad del Cema

Clases en el CEARE de agosto de 2008 del Licenciado Fabián Bello relativas a los métodos de valuación.

ANEXO I

Con el método de flujo de fondos descontados y las hipótesis adoptadas en el ítem anterior se calculó un VAN de 990.961 M\$ y con el método de perpetuidad se obtuvo un valor de 935.213 M\$, como puede observarse en el cuadro siguiente:

GAS NATURAL BAN

MÉTODOS FLUJO DE FONDOS

		Año 2007	Año 2008	Año 2009	Año 2010	Año 2011	Año 2012	Año 2013	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2017
Demanda de gas	<i>mill. M3</i>	2.028	2.109	2.194	2.282	2.373	2.468	2.566	2.669	2.776	2.887	3.002
Demanda de transporte	<i>mill. M3</i>	4.491	4.671	4.858	5.052	5.254	5.464	5.683	5.910	6.147	6.393	6.648
Otros ingresos		5.545	5.545	5.545	5.545	5.545	5.545	5.545	5.545	5.545	5.545	5.545
Ingresos por venta y transporte y distribución	<i>[miles \$]</i>	595.237	618.825	643.356	668.868	695.401	722.996	751.694	781.540	812.579	844.861	878.433
Costo del gas y del transporte		-247.433	-257.330	-267.623	-278.328	-289.461	-301.040	-313.081	-325.605	-338.629	-352.174	-366.261
Inversiones	<i>[miles \$]</i>		41.529	43.190	44.918	46.714	48.583	50.526	52.547	54.649	56.835	59.109
Amortización	<i>[miles \$]</i>	-57.263	-58.630	-60.020	-61.467	-62.971	-64.535	-66.162	-67.854	-69.614	-71.444	-73.347
	<i>\$ 7 [miles \$]</i>	1.038.225	1.021.124	1.004.294	987.745	971.489	955.536	939.900	924.594	909.629	895.020	880.781
Egresos Operativos	<i>[miles \$]</i>	-190.440	-189.485	-190.344	-191.237	-192.166	-193.131	-194.136	-195.180	-196.267	-197.397	-198.572
Margen Operativo EBITDA	<i>[miles \$]</i>	157.365	172.009	185.389	199.303	213.774	228.824	244.4				

Depreciaciones	[miles \$]	-57.263	-58.630	-60.020	-61.467	-62.971	-64.535	-66.162	-67.854	-69.614	-71.444	-73.347
Resultado antes de Impuestos	[miles \$]	100.102	113.380	125.368	137.836	150.803	164.289	178.314	192.900	208.070	223.846	240.253
Impuestos a las ganancias		-35.036	-39.683	-43.879	-48.243	-52.781	-57.501	-62.410	-67.515	-72.824	-78.346	-84.089
Resultado neto		65.066	73.697	81.489	89.594	98.022	106.788	115.904	125.385	135.245	145.500	156.165

ANEXO I CONTINUACION

GAS NATURAL BAN FLUJO DE FONDOS A DIEZ AÑOS

Flujo de Fondos		Año 2008	Año 2009	Año 2010	Año 2011	Año 2012	Año 2013	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2017
Ingresos Totales	[miles \$]	618.825	643.356	668.868	695.401	722.996	751.694	781.540	812.579	844.861	878.400
Costo del gas y del transporte	(miles \$)	-257.330	-267.623	-278.328	-289.461	-301.040	-313.081	-325.605	-338.629	-352.174	-366.200
Ingresos Operativos	[miles \$]	-189.485	-190.344	-191.237	-192.166	-193.131	-194.136	-195.180	-196.267	-197.397	-198.500
Impuestos a las ganancias	[miles \$]	-39.683	-43.879	-48.243	-52.781	-57.501	-62.410	-67.515	-72.824	-78.346	-84.000
Inversiones	[miles \$]	-41.529	-43.190	-44.918	-46.714	-48.583	-50.526	-52.547	-54.649	-56.835	-59.100
Flujo de Fondos Neto Operaciones	[miles \$]	90.797	98.320	106.143	114.279	122.740	131.540	140.692	150.210	160.109	170.400
Base de Capital Regulada	[miles \$]	1.038.225									880.700
Flujo de fondos base	[miles \$]	-1.038.225	90.797	98.320	106.143	114.279	122.740	131.540	140.692	150.210	160.109
Tasa de descuento:	13,00%										
Valor del flujo de fondos descontado		80.352	76.999	73.562	70.089	66.618	63.181	140.692	56.503	53.298	309.600

Caso Base		
Incremento anual de la demanda	4,0%	990.961
Inversiones	4,0%	
Tasa de descuento	13,0%	

FLUJO DE FONDOS CALCULADO A PERPETUIDAD

<u>PERPETUIDAD DEL CASH FLOW</u>	
TASA DE CRECIMIENTO	3%
$\$90.797 \times (1 + 0,03) / (0,13 - 0,03) = \$935.213.-$	
	935.213

ANEXO II

GAS NATURAL BAN CUADRO DE SENSIBILIDADES

Ítem	Variación Anual	VAN	% Sensibilidad
Remuneraciones y cargas sociales	5,0%	938.641	-5
	-5,0%	1.031.057	4
Costos de OyM	5,0%	864.952	-13
	-5,0%	1.087.529	10
Tarifa de transporte y distribución	5,0%	1.773.803	79
	-5,0%	397.788	-60
Otros ingresos	5,0%	996.647	1
	-5,0%	986.603	0
Variación de la demanda	-1,0%	666.959	-33
	5,0%	1.066.791	8
	8,0%	1.320.153	33
Inversiones	0,0%	1.144.113	15
	5,0%	946.491	-4
	8,0%	795.828	-20
Tasa de descuento	11,0%	1.096.328	11
	15,0%	901.465	-9

ANEXO III

METROGAS

MÉTODO FLUJO DE FONDOS

		año 2007	año 2008	año 2009	año 2010	año 2011	año 2012	año 2013	año 2014	año 2015	año 2016	año 2017
Demanda de gas	<i>mill.</i> M3	2.605	2.709	2.818	2.930	3.047	3.169	3.296	3.428	3.565	3.708	3.856
Demanda de transporte	<i>mill.</i> M3	5.336	5.549	5.771	6.002	6.242	6.492	6.752	7.022	7.303	7.595	7.899
Otros ingresos		5.545										
Ingresos por venta y transporte y distribución	<i>[miles</i> \$]	794.104	788.651	859.142	935.992	1.019.776	1.111.119	1.210.706	1.319.281	1.437.658	1.566.723	1.707.443
Costo del gas y del transporte		-144.714	-156.508	-169.263	-183.058	-197.977	-214.112	-231.563	-250.435	-270.845	-292.919	-316.792
Inversiones	<i>[miles</i> \$]		66.131	66.131	66.131	66.131	66.131	66.131	66.131	66.131	66.131	66.131
Amortización	<i>[miles</i> \$]	84.041	-86.170	-88.385	-90.688	-93.084	-95.575	-98.165	-100.860	-103.662	-106.576	-109.607
	<i>[miles</i> \$]	1.653.273	1.633.233	1.610.979	1.586.422	1.559.469	1.530.026	1.497.991	1.463.262	1.425.731	1.385.286	1.341.810
Egresos Operativos	<i>[miles</i> \$]	-295.817	-295.739	-297.579	-299.570	-301.724	-304.054	-306.574	-309.300	-312.248	-315.438	-318.889
Margen Operativo EBITDA	<i>[miles</i> \$]	353.574	336.404	392.300	453.364	520.075	592.953	672.570	759.547	854.565	958.366	1.071.762
Depreciaciones	<i>[miles</i> \$]	84.041	-86.170	-88.385	-90.688	-93.084	-95.575	-98.165	-100.860	-103.662	-106.576	-109.607
Resultado antes de Impuestos	<i>[miles</i> \$]	437.615	250.234	303.915	362.676	426.991	497.379	574.404	658.687	750.903	851.790	962.155
Impuestos a las ganancias		-153.165	-87.582	-106.370	-126.937	-149.447	-174.082	-201.042				
Resultado neto		284.449	162.652	197.545	235.739	277.544	323.296	373.363				

ANEXO III CONTINUACION

METROGAS FLUJO DE FONDOS A DIEZ AÑOS

Flujo de Fondos	AÑO 2007	AÑO 2008	AÑO 2009	AÑO 20010	AÑO 20011	AÑO 20012	AÑO 20013	AÑO 20014	AÑO 20015	AÑO 20016	AÑO 20017	TOTA	
Requerimiento de Ingresos	[miles \$]	788.651	859.142	935.992	1.019.776	1.111.119	1.210.706	1.319.281	1.437.658	1.566.723	1.707.443	11.956	
Costo del gas y del transporte	(miles \$)	-	-	-183.058	-197.977	-214.112	-231.563	-250.435	-270.845	-292.919	-316.792	-2.283	
Egresos Operativos	[miles \$]	295.739	297.579	-299.570	-301.724	-304.054	-306.574	-309.300	-312.248	-315.438	-318.889	-3.061	
Impuestos a las ganancias	[miles \$]	-87.582	106.370	-126.937	-149.447	-174.082	-201.042	-230.540	-262.816	-298.126	-336.754	-1.973	
Inversiones	[miles \$]	-66.131	-66.131	-66.131	-66.131	-66.131	-66.131	-66.131	-66.131	-66.131	-66.131	-661	
Flujo de Fondos Neto Operaciones	[miles \$]	182.691	219.799	260.297	304.497	352.740	405.397	462.875	525.618	594.109	668.877	3.976	
Base de Capital Regulada	[miles \$]	1.653.273	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Flujo de fondos base	[miles \$]	1.653.273	182.691	219.799	260.297	304.497	352.740	405.397	462.875	525.618	594.109	668.877	3.976
Tasa de descuento:	0												
Valor del flujo de fondos descontado		2.318.739	164.587	178.394	190.327	200.582	209.334	216.742	462.875	228.079	232.252	235.568	2.318

Caso Base		2318739,17
Incremento anual de la demanda	0,04	
Inversiones	0,04	
Tasa de descuento	0,13	

<u>PERPETUIDAD DEL CASH FLOW</u>	
TASA DE CRECIMIENTO	3%
$\$182.691 \times (1 + 0,03) / (0,13 - 0,03) =$ $1.881.722$	
1.881.722	

ANEXO IV

**METROGAS
CUADRO DE SENSIBILIDADES**

<u>Analisis de Sensibilidad</u>			
Ítem	Variación Anual	VAN (miles \$)	Sensibilidad
Remuneraciones y cargas sociales	5,0%	\$ 1.946.564	-5%
	-5,0%	\$ 2.115.219	4%
Costos de OyM	5,0%	\$ 1.837.829	-10%
	-5,0%	\$ 2.205.394	8%
Tarifa de transporte y distribución	5,0%	\$ 2.960.946	45%
	-5,0%	\$ 1.325.425	-35%
Variación de la demanda	-1,0%	\$ 1.450.456	-29%
	5,0%	\$ 2.232.306	9%
	8,0%	\$ 2.871.290	41%
Inversiones	0,0%	\$ 2.508.199	23%
	5,0%	\$ 1.902.407	-7%
	8,0%	\$ 1.417.102	-31%
Tasa de descuento	11,0%	\$ 2.207.328	8%
	15,0%	\$ 1.898.623	-7%